

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01
«Нефтегазовое дело» Отделение нефтегазового
дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2590 метров на нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.143:622.243.22:622.323(24:181m2590)(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Коченовский Михаил Александрович		11.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		11.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Трубченко Татьяна Григорьевна	к.э.н.		15.06.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Аверкиев Алексей Анатольевич	—		15.06.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.06.2021

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое
 дело Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 18.03.2021 Максимова Ю.А.
 (Подпись) Дата (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
3-2Б72Т	Коченовский Михаил Александрович

Тема работы:

Технологические решения для строительства разведочной вертикальной скважины глубиной 2590 метров на нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76-62/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на нефтяном месторождении (Тюменской области).
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ul style="list-style-type: none"> • Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; • Обоснование конструкции скважины (Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины); • Углубление скважины: (Выбор способа бурения; выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов, выбор гидравлической программы промывки скважины, технические средства и режимы бурения при отборе керна); • Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); • Выбор буровой установки. • Применение циркуляционных переводников

Перечень графического материала <i>с точным указанием обязательных чертежей</i>	1. ГТН (геолого-технический наряд)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Трубоченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Ассистент, Аверкиев Алексей Анатольевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском языке:	
1. Горно-геологические условия бурения скважины	
2. Технологическая часть проекта	
3. Очистка ПЗП при ГРП	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
5. Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Коченовский Михаил Александрович		18.03.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020 /2021 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2021	1. Горно-геологические условия бурения скважины	5
30.04.2021	2. Технологическая часть проекта	50
14.05.2021	3. Буровые ясы и акселераторы	10
21.05.2021	4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
28.05.2021	5. Социальная ответственность	15
03.06.2021	6. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н		18.03.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна	—		18.03.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Коченовский Михаил Александрович

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/ бурение нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:		
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих		Примерный бюджет проекта 2,3 млн руб; В реализации проекта участвует одна буровая бригада из 15 человек: буровой мастер, бурильщик, помощник бурильщика, электромонтёр, слесарь, лаборант.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов		Начисление премии 30%; Районный коэффициент 50%; Дополнительная заработная плата 11%; Минимальный размер оплаты труда (на 01.01.2021) 12792 руб.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования		Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:		
1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин		В данном разделе для каждого вида работ определяются необходимое количество времени.
2. Линейный календарный график работы бригады		В данном разделе определяется состав и количество человек в буровой бригаде, составляется график работы бригады.

3.Расчёт заработной платы	В данном разделе производится расчёт оплаты труда.
4. Корректировка сметной стоимости строительства скважины	В данном разделе рассчитывается сметная стоимость для бурения и крепления скважины, а также прочих дополнительных работ. Определяются сроки бурения и крепления скважины.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
---	-------------------

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	канд.экон.наук, доцент		18.03.2021

Задание выдал консультант:

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Коченовский Михаил Александрович		18.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б72Т	Коченовскому Михаилу Александровичу

Школа	Отделение (НОЦ)	Направление/специальность	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат		

Тема ВКР:

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Объект исследования: проект технологических решений для строительства разведочной скважины глубиной 2590 метров на нефтяном месторождении Томской области. Буровая площадка.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> — специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; — организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда. - СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. - ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. - ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. - ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. - ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные. - ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. - ГОСТ Р 12.4.185-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты от пониженных температур. Методы определения теплоизоляции комплекта. - ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. - СН 2.2.4/2.1.8.566-96 Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. - ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. - СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение.

<p>2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повышенная запыленность и загазованность; - повреждения в результате контакта с насекомыми; - необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - возникновение пожаров; - необходимые средства защиты от опасных факторов.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - лесные пожары; - ГНВП; - возгорание ГСМ; - разрушение буровой установки. <p>Наиболее типичная ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - нефтегазоводопроявление.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	18.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Аверкиев Алексей Анатольевич	-		18.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б72Т	Коченовский Михаил Александрович		18.03.2021

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 86 страниц без учета приложений, 13 рисунков, 60 таблиц, 45 литературных источника, 6 приложения.

Выпускная квалификационная работа содержит следующие ключевые слова: буровая установка, бурение, буровой раствор, заканчивание скважин, охрана окружающей среды, скважина, нефть, циркуляционный переводник.

Объектом исследования является разведочная вертикальная скважина глубиной 2590 метров на газовом месторождении (Томская область).

Целью работы является – спроектировать технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 м на нефтяном месторождении (Томская область).

Для достижения поставленной цели были поставлены следующие задачи:

1. Спроектировать конструкцию скважины.
2. Спроектировать процессы углубления скважины.
3. Спроектировать процессы заканчивания скважин.
4. Рассмотреть методики совершенствования процесса спуска обсадных колонн.
5. Составить нормативную карту строительства и произвести расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.
6. Произвести анализ производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях.

Выпускная квалификационная работа выполнена с учетом современных достижений в области техники и технологии строительства нефтяных скважин.

Выпускная квалификационная работа выполнена в текстовом редакторе Microsoft Word. Расчеты проведены с помощью Microsoft Excel и «БурСофтПроект», презентация оформлена в Microsoft PowerPoint.

Определения. Обозначения. Сокращения.

В данной работе применены следующие сокращения с соответствующими расшифровками:

СНС – статическое напряжение сдвига;

ДНС – динамическое напряжение сдвига;

СПО – спуско-подъемные операции;

ГНВП – газонефтеводопроявление;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;

ПЗП – призабойная зона пласта;

КНБК– компоновка низа бурильной колонны;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ПВО – противовыбросовое оборудование;

БУ – буровая установка;

ЦА – цементируочный агрегат.

Оглавление

1 Горно-геологические условия бурения скважины	14
1.1 Геологическая характеристика разреза скважины	14
1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)	15
1.3 Зоны возможных осложнений	16
2 Технологическая часть	17
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины	17
2.2 Проектирование конструкции скважины	17
2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	17
2.2.2 Построение совмещенного графика давлений	18
2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	20
2.2.4 Выбор интервалов цементирования	21
2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	21
2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины	23
2.3 Проектирование процессов углубление скважины	24
2.3.1 Выбор способа бурения	24
2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента	25
2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото	25
2.3.4 Расчет частоты вращения долот	26
2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора	27
2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя	28
2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны	29
2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов	33
2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины	37
2.3.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна	39
2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин	39
2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность	39
Расчет наружных избыточных давлений	40
2.4.2 Выбор технологической оснастки обсадных колонн	45
2.4.3 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины	46
Обоснование способа цементирования	46
Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования	47
2.4.4 Проектирование процессов испытания и освоения скважин	49
2.5 Выбор буровой установки	52
3 Специальная часть	53
Классификация ясов	54
Принцип работы	56

Место расположения бурильного яса в составе бурового инструмента.....	57
Крупнейшие производители буровых ясов.....	58
Модификации.....	59
Преимущества.....	60
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	61
4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважин.....	62
4.2 Линейный календарный график работы.....	70
4.3 Расчёт заработной платы и отчислений.....	71
4.4 Корректировка сметной стоимости скважины.....	80
4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины.....	80
4.4.2 Расчет технико-экономических показателей.....	81
4.5 Финансовые затраты на для реализации проекта.....	83
5 Социальная ответственность.....	87
5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	88
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	90
5.2 Производственная безопасность	90
5.2.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды.....	91
5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды	95
5.3 Экологическая безопасность	97
5.3.1 Атмосфера	97
5.3.2 Гидросфера	98
5.3.3 Литосфера	98
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	100
Список литературы	104
Приложение А. Геологические условия бурения	108
Приложение Б. Потребное количество бурового раствора	112
Приложение В. Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины...	114
Приложение Г. Геолого - техникий наряд.....	124
Приложение Д. Сметная стоимость строительства скважины.....	125

Введение

Выбор оптимальных проектных решений при строительстве разведочных скважин позволяет Недропользователю получить геологическую информацию, необходимую для выявления рентабельности разработки месторождения, а также для безаварийного бурения последующих скважин.

Анализ горно-геологических условий бурения проектируемой скважины показывает, что разрез сложен преимущественно глинами и песчаниками с переслаивающимися алевролитами и аргиллитами. Породы преимущественно мягкие и средней твердости. В скважине присутствуют нефтяные и газовые продуктивные горизонты, которые сложены порово-трещиноватыми и поровыми коллекторами соответственно. Нефтяной пласт имеет высокое давление насыщения.

Как и в других месторождениях Восточной Сибири имеется проблема высокоинтенсивного поглощения технологических жидкостей, в результате которых снижается устойчивость ствола скважины, увеличивается вероятность потери подвижности компоновки низа бурильной колонны, риск газонефтеводопроявлений.

Целью данной выпускной квалификационной работы является разработка оптимальных технологических решений для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 м на месторождении Томской области с учетом данных горно-геологических условий.

В работе ставится и частная задача: проанализировать использование циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин, как инструмент борьбы с поглощениями технологических жидкостей.

Таким образом, ставятся задачи проектирования решений во всех основных сферах: технологической, экономической, безопасности труда и охраны окружающей среды.

1 Горно-геологические условия бурения скважины

1.1 Геологическая характеристика разреза скважины

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблице А.1 приложения А.

Литологическая характеристика разреза скважины представлена в таблице А.2 приложения А.

Градиенты давлений и температура по разрезу скважины представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Градиенты давлений и температуры по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент, кгс/см ² на м		Температура в конце интервала, °С
	от	до	Пластового, (кгс/см ²)/м	Гидроразрыва, (кгс/см ²)/м	
Q- K ₂ kz	0	140	0,1	0,2	25,8
K ₁₋₂ pk	140	790	0,1	0,177	56
K ₁ kls- K ₁ tr	790	1650	0,101	0,177	84,8
K ₁ klm- J ₂ tm	1650	2590	0,102	0,178	102,4

По данной таблице можно сделать следующий вывод: аномально высоких пластовых давлений нет, максимальная забойная температура 102,4°.

Краткая характеристика геологических условий бурения.

Интервал 0-790 м в большей части сложен мягкими слабосцементированными породами, такими как: глина, алевроиты и песок. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающие инструменты, позволяющие бурить мягкие породы, а также обеспечить должную устойчивость стенок скважины.

Интервал 790-2590 м сложен алевролитами, аргиллитами, а также песчаником которые имеют среднюю и высокую твердость. Интервал продуктивных пластов так же сложен алевролитом, аргиллитом, песчаником, который также имеет высокую твердость. Поэтому в данном интервале необходимо использовать породоразрушающий инструмент, позволяющие бурить средние и твердые породы

1.2 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения (площади)

Характеристика газонефтеводоносности месторождения представлена в таблице 2.

Таблица 2 – Нефтеносность по разрезу скважины

Индекс стратиграфичес- кого подразделения	Интервал		Вид флюида	Условия возникновения	Характер проявления	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до				
Меловая	1650	1680	нефть, газ	продуктивные пласты, отклонение параметров бурового раствора от проектных	Наличие нефтяной пленки, забойное газирование раствора	Сокращение времени бурения
Меловая	1700	1730	нефть, газ	продуктивные пласты, отклонение параметров бурового раствора от проектных	наличие нефтяной пленки, забойное газирование раствора	соответствие плотности бурового раствора
Меловая	1732	1760	нефть, газ	продуктивные пласты, отклонение параметров бурового раствора от проектных	наличие нефтяной пленки, забойное газирование раствора	

1.3 Зоны возможных осложнений

Возможные зоны осложнений представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Возможные осложнения

Индекс стратиграфиче ского подразделения	Интервал		Условия возникновения	Характер проявления	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до			
Меловая	935	1820	Сужение ствола скважины	увеличение глинистой корки, разбухание глин	соответствие плотности бурового раствора
Меловая	935	1820	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проверка ходимости компоновки
Меловая	1820	2280	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проработка ствола скважины
Юрская	2280	2600	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проработка ствола скважины

2 Технологическая часть

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектируется вертикальная скважина, поэтому расчеты профиля не проводятся.

2.2 Проектирование конструкции скважины

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для разведочных и параметрических скважин, где предусмотрены работы по перфорации скважины и испытания пласта в закрытом стволе, необходимо проектировать забой закрытого типа. Данный способ заканчивания позволяет добиться качественного крепления стенок скважины, избежать заколонных перетоков, а также сохранить ствол скважины до проведения последующих работ (нередко разведочные скважины переводят в эксплуатационные или нагнетательные).

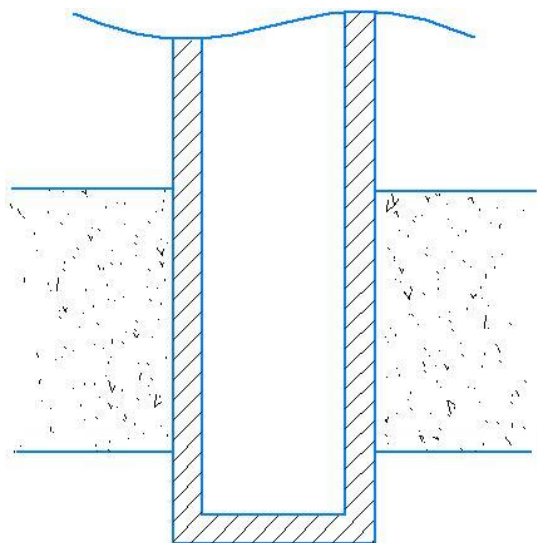


Рисунок 1 – Конструкция забоя закрытого типа

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений иллюстрирует изменение по глубине скважины давлений гидроразрыва пород, пластовых давлений и давлений столба бурового раствора. График строится на основании горно-геологических условий.

Совмещенный график давлений позволяет выделить в разрезе интервалы, несовместимые по условиям бурения. С учетом наличия геологических осложнений по графику совмещенных давлений решается вопрос о необходимости промежуточных (технических) колонн, их числа и глубины спуска. Совмещенный график давлений представлен на рисунке 2.

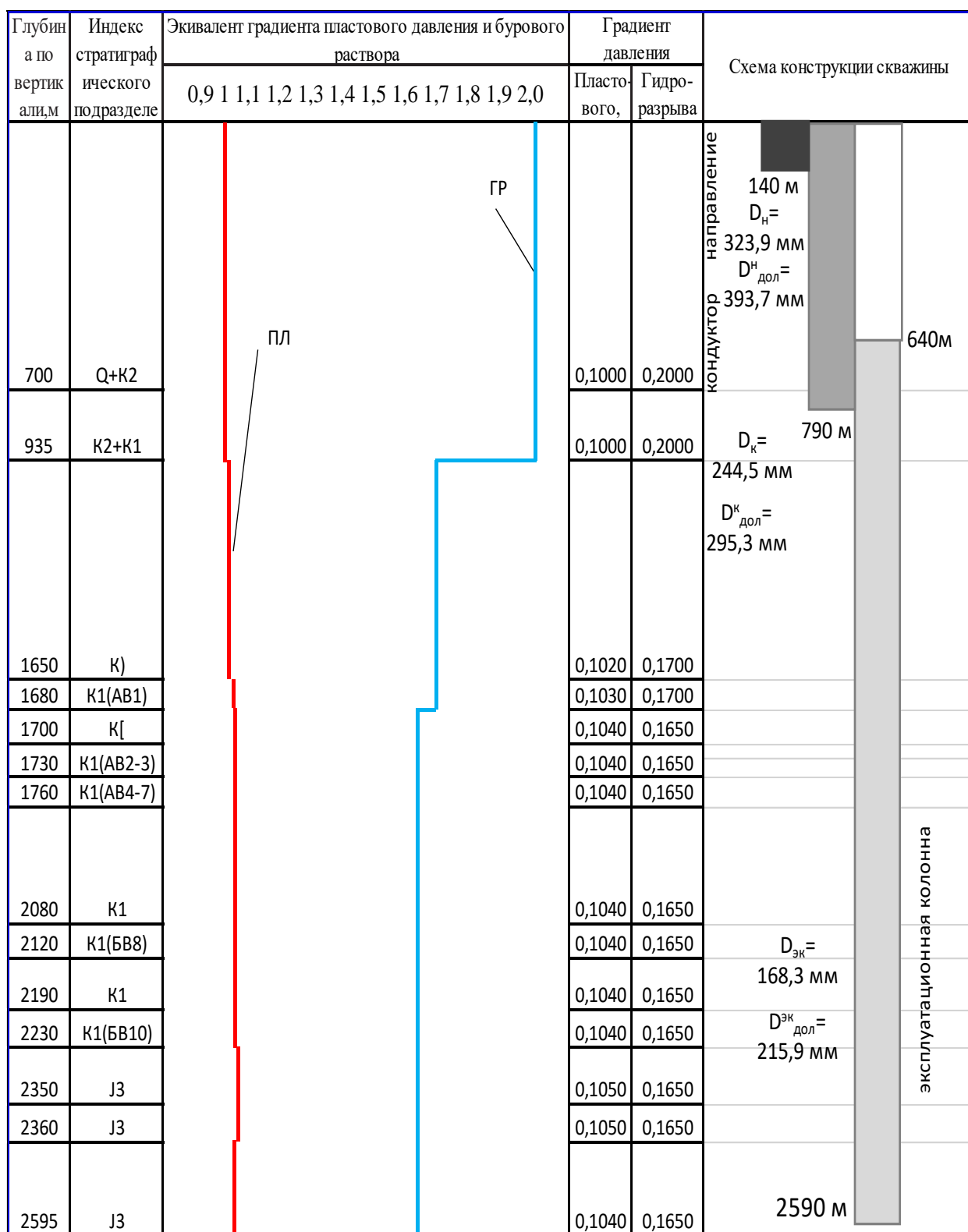


Рисунок 2 – Совмещенный график давлений и схема конструкции скважины

Анализ совмещенного графика давлений позволяет сделать заключение, что зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет. Поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Мощность четвертичных отложений составляет 130 метров, так как направление рекомендуется спускать с учетом перекрытия их на 10 метров, то глубина спуска направления будет считаться 140м.

Спуск кондуктора определяется при наличии множества факторов. В том числе: количество продуктивных пластов, их глубины залегания, градиент пластового давления, градиент давления гидроразрыва, плотности нефти. Основным условием при определении глубины спуска предыдущей колонны является предотвращение гидроразрыва горных пород у башмака предыдущей колонны в случае открытого флюидопроявления. Данное условие является необходимым, т.к. в случае гидроразрыва горных пород под башмаком колонны в процессе ликвидации ГНВП, создать противодействие на пласт будет практически невозможно. Исходя из расчетов (Таблица 4), было принято решение спускать кондуктор на глубину 790 м.

Таблица 4 – Расчет глубины спуска кондуктора

Имя пласта	ЮВ1	ЮВ1
Глубина кровли продуктивного пласта - $L_{кр}$	2530	2570
Градиент пластового давления в кровле пласта - $\Gamma_{пл}$	0,102	0,102
Градиент давления гидроразрыва на предполагаемой глубине - $\Gamma_{грп}$	0,177	0,177
Плотность нефти - ρ_n	760	760
Расчетные значения		
$L_{конд\ min}$	810	900
Запас	1,08	1,08
Принимаемая глубина	790	

Эксплуатационную колонну спускают до подошвы последнего продуктивного пласта и учитывают еще 30 м под ЗУМППФ. Глубина спуска составляет 2590 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

В соответствии с требованиями правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности предусматриваются следующие интервалы цементирования:

1. Направление, кондуктор цементируются на всю длину.
2. Эксплуатационные колонны цементируются с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на высоту не менее 150 м для нефтяных скважин и не менее 500 м – для газовых. Значит интервал цементирования составит 1600 м.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Исходя из суммарного дебита скважины, выбираем диаметр эксплуатационной колонны равный 168,3 мм.

Исходя из размера обсадной трубы равной 168,3 мм узнаем наружный диаметр соединительной муфты равной 187,7 мм. Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 168,3 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под эксплуатационную колонну считаем по формуле 1:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta, \quad (1)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы, мм, равный 187,7 мм;

Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм, равный 25 мм.

Получаем, что диаметр долота под эксплуатационную колонну равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 212,7 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 215,9 мм.

Расчет Кондуктора:

Внутренний диаметр кондуктора рассчитывается по формуле 2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14) \quad (2)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота под эксплуатационную колонну, мм, равный 215,9 мм;

$(10 \div 14)$ – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора, берем равный 12 мм.

$$D_{\text{к вн}} = 227,9 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 244,5 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 269,9 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 244,5 мм равняется 25 мм. Значит диаметр долота под кондуктор считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под кондуктор равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 294,9 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 295,3 мм.

Расчет Направления:

Внутренний диаметр направления рассчитывается по формуле 2.

$$D_{\text{к вн}} = 307,3 \text{ мм.}$$

Для этого значения существует обсадная труба равная 323,9 мм, а её наружный диаметр соединительной муфты равен 351,0 мм.

Разность диаметра ствола скважины и муфты колонны для обсадной трубы диаметром 323,9 мм равняется 39 мм. Значит диаметр долота под направление считаем по формуле 1.

Получаем, что диаметр долота под направление равен:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq 390 \text{ мм.}$$

Диаметр долота равен 393,7 мм.

Запроектированные диаметры долот и обсадных колонн представлены на рисунке 3.

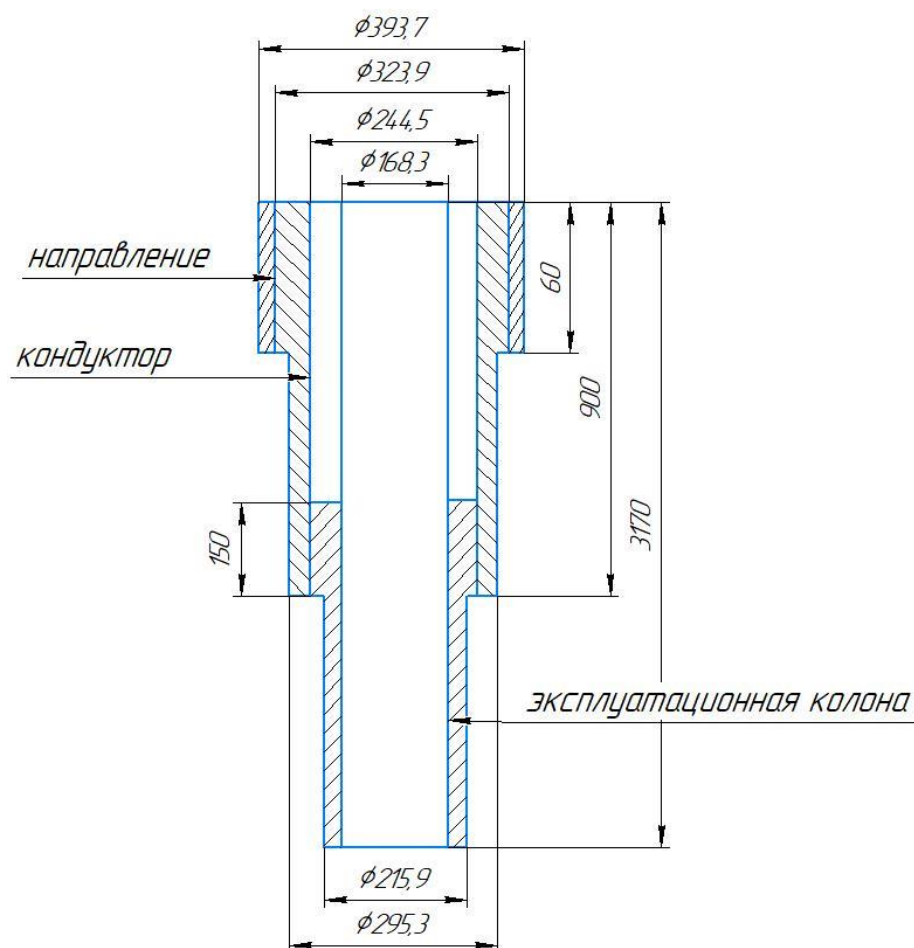


Рисунок 3 – Проектная конструкция скважины

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Рассчитаем максимальное устьевое давление скважины по формуле:

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_n \cdot g \cdot H_{\text{кр}}, \quad (3)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта, 26,31 МПа;

ρ_n – плотность нефти, 817 кг/м³;

g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²;

$H_{\text{кр}}$ – глубина залегания кровли продуктивного пласта, м.

$$P_{\text{му}} = P_{\text{пл}} - \rho_n \cdot g \cdot H_{\text{кр}} = 26,31 - 817 \cdot 9,81 \cdot 2530 = 6,03 \text{ МПа};$$

$$P_{\text{пл}} = \text{grad}_i P_{\text{пл}} \cdot H_i, \quad (4)$$

где $\text{grad}_i P_{\text{пл}}$ – градиент пластового давления в кровле продуктивного пласта, МПа/м;

$$P_{пл1} = 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \cdot 2197 \text{ м} = 22,85 \text{ МПа}$$

$$P_{пл2} = 0,0101 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \cdot 2530 = 26,31 \text{ МПа}$$

Величина максимального устьевого давления составляет 8,22 МПа.

Выбираем противовыбросовое оборудование ОП5 – 230/80х35, 230 – условный диаметр проходного превенторного блока, мм; 80 – условный диаметр прохода манифольда, мм; 35 – рабочее давление, МПа.

Для бурения скважины используем колонную обвязку ОКК1-21-168х245 К1 ХЛ [26].

2.3 Проектирование процессов углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Исходя из геологических данных, под направление выбирается роторный способ бурения, так как четвертичные отложения сложены из мягких пород. Под кондуктор и эксплуатационную колонну выбирается способ бурения с применением винтовых забойных двигателей, чтобы улучшить скорость проходки и обеспечить максимальную механическую скорость. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Способы бурения по интервалам

Интервал бурения по вертикали, м		Способ бурения
от	до	
0	140	Роторный
140	790	Совмещенный (Ротор + ВЗД)
790	2590	Совмещенный (Ротор + ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

Для бурения интервала под направление проектируется специальное долото диаметром 393,7 мм, которое обеспечит максимальную механическую скорость бурения. Выбор долота обусловлен тем, что интервал сложен мягкими и рыхлыми горными, а проектирование долота типа PDC для заданного диаметра скважины не рентабельно. Для интервалов под кондуктор и эксплуатационную колонну запроектированы долота типа PDC, так как они позволяют обеспечить максимальное значение величины механической скорости бурения при минимальном количестве рейсов.

Таблица 6 – Запроектированные долота и калибраторы по интервалам

Интервал		0–140	140–790	790-2590
Шифр долота		393,7 GRD111	У5-295,3 ST-6MC	У6-215.9 STD-5C
Тип долота		шарошечное	PDC	PDC
Диаметр (долото/калибратор), мм		393,7/393,7	295,3/294	215,9/215,9
Тип горных пород		М	М	СТ
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-171	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117
	API	6 5/8 FH	16 5/8 Reg	4 1/2 Reg
Длина, м		0,49	0,48	0,385
Масса, кг		161	35	24
G, тс	Рекомендуемая	7-24	2-10	2-12
	Предельная	24	10	12
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	80-400	60-400
	Предельная	300	400	400

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на долото

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях.
2. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Результаты расчетов осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты расчетов осевой нагрузки на долото

Интервал	0-140	140-790	790-2590
Исходные данные			
D _д , см	39,37	29,53	21,59
G _{пред} , Т	24	10	8
Результаты проектирования			
G _{доп} , Т	19,2	8	6,4
G _{проект} , Т	4	7	6

Для интервала бурения под направление проектируется осевая нагрузка равная 3 тоннам, вследствие наличия только мягких пород. Ее выбор обусловлен опытом строительства скважин на данном месторождении. Для остальных интервалов бурения выбираются нагрузки согласно известной методике.

2.3.4 Расчет частоты вращения долот

Для всех интервалов бурения частота вращения породоразрушающего инструмента проектируются согласно методике, обеспечивающие требуемую линейную скорость на периферии долота и эффективность процесса разрушения горных пород. Результаты расчет частоты вращения долот приведены таблице 8.

Таблица 8 – Результат расчета частоты вращения долота

Интервал	0-140	140-790	790-2590
Исходные данные			
V _л , м/с	3,4	2	2
D _д	м	0,3937	0,2953
	мм	393,7	295,3
Результаты проектирования			
n _л , об/мин	165	129	177
n _{стат} , об/мин	40-60	100-180	140-200
n _{проект} , об/мин	60	140	180

2.3.5 Расчет необходимого расхода бурового раствора

Произведен расчет требуемого расхода бурового раствора, учитывая следующие граничные условия проектирования: сохранение устойчивости стенок скважины, качественная очистка забоя, необходимость полного выноса шлама, недопущение гидроразрыва и интенсивного размыва стенок скважины. По результатам проектирования построены области допустимого расхода бурового раствора и выбраны итоговые значения с учетом дополнительных проверочных расчетов: обеспечение работы забойного двигателя, обеспечение производительности насосов. Результаты проектирования расхода бурового раствора по интервалам бурения приведены в таблице 9.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под направления принимается 70 л/с исходя из возможностей оборудования буровой установки, для качественной очистки забоя и необходимого выноса шлама произведем промывку на забое.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под кондуктор принимается 52 л/с для обеспечения эффективной очистки забоя скважины, породоразрушающего инструмента, для стабильной работы ВЗД, выноса шлама и предотвращения осложнений.

Запроектированный расход бурового раствора для бурения интервала под эксплуатационную колонну принимается 35 л/с, что обеспечит стабильную работу ВЗД.

Таблица 9 – Расход бурового раствора

Интервал	0-140	140-790	790-2590
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,65	0,65	0,55
K_k	1,3	1,25	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,15	0,12
V_m , м/ч	40	35	30
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
$d_{нмах}$, м	0,0143	0,0127	0,0143
n	6	7	5
$V_{кпмин}$, м/с	0,5	0,5	1,0
$\rho_{см} - \rho_p$, г/см ³	0,02	0,02	0,02

Продолжение таблицы 9

$\rho_p, \text{г/см}^3$	1,121	1,121	1,103
$\rho_n, \text{г/см}^3$	2,0	2,3	2,4
Результаты проектирования			
$Q_1, \text{л/с}$	79	44	20
$Q_2, \text{л/с}$	76	48	23
$Q_3, \text{л/с}$	55	28	24
$Q_4, \text{л/с}$	51	52	42
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, \text{л/с}$	55-79	28-52	24-42
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q_{\text{проект}}, \text{л/с}$	70	52	35

где Q_1 – расход промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины; Q_2 – расход раствора, при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность; Q_3 – минимальный расход бурового раствора из условия предотвращения прихватов; Q_4 – минимальный расход раствора, исходя из условия создания необходимой скорости истечения из насадок долота.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Расчет параметров забойных двигателей представлен в таблице 15.

Таблица 10 – Параметры забойных двигателей

Интервал		0-140	140-790	790-2590
Исходные данные				
Дд	м	0,3937	0,2953	0,2159
	мм	393,7	295,3	215,9
Гос, кН		3	8	10
$Q, \text{Н*м/кН}$		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
Дзд, мм		-	236	173
$M_p, \text{Н*м}$		-	443	371
$M_o, \text{Н*м}$		-	148	108
$M_{уд}, \text{Н*м/кН}$		-	37	27

Бурение интервала под направление 0–140 метров производится роторным способом. Для интервала бурения 140–790 метров (интервал бурения под кондуктор) выбирается винтовой забойный двигатель Д-240.7/8.34.90 который позволяет бурить прямолинейные интервалы, а также позволяет при заданном расходе обеспечить момент для разрушения горной породы. Для интервала

бурения под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178М.6/7.62, который обеспечивает высокий рабочий момент на долоте, что актуально при разрушении средних и твердых горных пород. \

Технические характеристики запроектированных винтовых забойных двигателей представлены в таблице 11 [27].

Таблица 11 – Технические характеристики забойных двигателей

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, мм	Вес, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
Д-240М.7/8.55	50-520	240	9,975	2432	30-75	62-155	26-39	114-430
ДГРЗ-172.6/7.52	520-2590	172	9292	1328	19-45	75-180	14,2	182

2.3.7 Проектирование и расчет компоновок бурильной колонны

Проектирование КНБК по интервалам бурения, проверка выбора КНБК и расчет гидравлической программы был проведен в программе «Бурсофтпроект».

Компоновки низа бурильной колонны выбираются из условия обеспечения реализации проектного профиля ствола скважины, геологических условий, бурового раствора и ее конструкции. Для создания необходимой осевой нагрузки на долото и повышения жесткости бурильной колонны применяем УБТ, для бурения секции под кондуктор, техническую колонну и эксплуатационную колонну применяем винтовой забойный двигатель для обеспечения наибольшего момента для разрушения горной породы и достижения плановой механической скорости проходки. Компоновки низа бурильной колонны приведены в таблицах 12, 13, 14.

Таблица 12 –КНБК для бурения интервала под направление

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под направление (0–140 м)							
1	393,7 GRD111	0,49	393,7	-	3-171	Ниппель	0,161
2	1-КА 393,7	0,39	393,7	100	3-171	Муфта	0,148
					3-171	Муфта	
3	УБТ-203	12	203	100	3-171	Ниппель	2,31
					3-171	Муфта	
4	Переводник – 147/171	0,52	203	101	3-171	Ниппель	0,068
					3-147	Муфта	
5	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
6	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	1438,61
					3-133	Муфта	

Таблица 13 – КНБК для бурения интервала под кондуктор

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под кондуктор (140–790 м)							
1	У5-295,3 СТ-6МС	0,48	295,3	-	3-152	Ниппель	0,035
2	Д-240	7,27	240	-	3-152	Муфта	1,74
					3-171	Муфта	
3	Ф-240РС	1	220	-	3-171	Ниппель	0,161
					3-171	Муфта	
4	КОБ-240РС	0,80	220	101	3-171	Ниппель	0,167
					3-171	Муфта	
5	Переводник – 152/171	0,51	203	122	3-171	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
6	Калибратор К-295,3 МС	0,655	295,3	-	3-152	Ниппель	0,090
					3-152	Муфта	
7	Переводник – 147/152	0,51	190	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
8	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,477
					3-147	Муфта	
					3-133	Муфта	

Продолжение таблицы 13

9	Переводник – 152/147	0,51	197	101	3-147	Ниппель	0,067
					3-152	Муфта	
10	Калибратор К- 295,3 МС	0,655	295,3	-	3-152	Ниппель	0,090
					3-152	Муфта	
11	Переводник – 147/152	0,51	190	89	3-152	Ниппель	0,074
					3-147	Муфта	
12	УБТ-178	24	178	80	3-147	Ниппель	3,477
					3-147	Муфта	
13	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
14	4ГУМ-162М	4,57	168	57	3-133	Ниппель	0,78
					3-133	Муфта	
15	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	26,03

Таблица 14 – КНБК для бурения под эксплуатационную колонну

№	Типоразмер, шифр	Длина, м	Наруж. диаметр, мм	Внут. диаметр, мм	Резьба (низ)	Тип соединения (низ)	Сум. вес, т
					Резьба (верх)	Тип соединения (верх)	
Бурение под эксплуатационную колонну (790–2590 м)							
1	У6-215.9 STD-5С	0,38	215,9	-	3-117	Ниппель	0,024
2	ДГР-178	7,9	178	-	3-117	Муфта	1,074
					3-147	Муфта	
3	Ф-172РС	1,4	176	-	3-147	Ниппель	0,105
					3-147	Муфта	
4	КОБ-172РС	0,927	178	-	3-147	Ниппель	0,98
					3-147	Муфта	
5	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
6	КЛС – 215,9 ст	1,1	215,9	82	3-133	Ниппель	0,17
					3-133	Муфта	
7	Переводник – 147/133	0,52	178	95	3-133	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	
8	УБТ-178	30	178	80	3-147	Ниппель	4,347
					3-147	Муфта	
9	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-147	Ниппель	0,046
					3-133	Муфта	
10	КЛС – 215,9 ст	1,1	215,9	82	3-133	Ниппель	0,170
					3-133	Муфта	
11	Переводник – 147/133	0,52	178	95	3-152	Ниппель	0,044
					3-147	Муфта	

Продолжение таблицы 14

12	УБТ-178	30	178	80	3-147	Ниппель	4,347
					3-147	Муфта	
13	Переводник – 133/147	0,52	178	101	3-133	Ниппель	0,046
					3-147	Муфта	
14	4ГУМ-162М	4,57	168	50	3-133	Ниппель	0,78
					3-133	Муфта	
15	СБТ ТБПК 127х9,19 Е	До устья	127	108	3-133	Ниппель	96,47
					3-133	Муфта	

Результаты расчета бурильной колонны на прочность представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета бурильной колонны на прочность (в программном комплексе «Бурсофтпроект»)

Интервал, м. Технологическая операция	Тип секции	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Толщина стенки мм	Группа прочност	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т			КЗП			
								1 м трубы	секции	нарастающая	на выносливость	на растяжение	на статическую прочность	
Направление														
0-140 Бурение КНБК №1	Долото	393,7	–	–	–	–	0,45	–	0,167	0,167	–	–	–	
	Калибратор	393,7	80,0	–	–	–	0,82	0,286	0,486	0,653	–	–	–	
	УБТ	203	100,0	–	–	–	12	0,1925	2,310	2,963	–	–	–	
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП- 162- 92	46,73	0,0312	1,459	4,422	2,21	>10	9,72	
Кондуктор														
140-790 Бурение КНБК №2	Долото	295,3	–	–	–	–	0,48	–	0,035	0,035	–	–	–	
	Двигатель	240	–	–	–	–	7,27	–	1,740	1,775	–	–	–	
	Калибратор	295	185	–	–	–	0,65	–	0,090	1,878	–	–	–	
	УБТ	178	100,0	–	–	–	48	0,1449	6,665	8,543	–	–	–	
	ЯС гидрав.	168	57	–	–	–	4,6	0,0312	0,78	9,571	1,31	8,06	3,75	
	БТ	127	108,6	9,2	Е	ЗП- 162-92	841,17	0,0312	26,26	35,83	1,35	6,67	3,99	
Эксплуатационная колонна														
790- 2590 Бурение КНБК №4	Долото	215,9	–	–	–	–	0,38	–	0,024	0,024	–	–	–	
	Двигатель	178,0	–	–	–	–	7,9	–	1,074	1,098	–	–	–	
	Калибратор	215,9	80,0	–	–	–	1,1	0,17	0,17	1,268	–	–	–	
	УБТ	178	100,0	–	–	–	30	0,1449	4,347	5,615	–	–	–	
	Калибратор	215,9	80,0	–	–	–	1,1	0,1495	0,17	5,785	–	–	–	
	УБТ	178	100,0	–	–	–	30	0,1449	4,347	10,132	–	–	–	
	Яс гидрав.	175,0	64	–	–	–	4,54	–	0,780	10,912	–	–	–	
	БТ	127,0	108,6	9,2	Е	ЗП- 162-92	3093	0,0312	96,55	107,68	1,99	2,22	1,38	

2.3.8 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Промывочная жидкость играет важную роль в эффективном бурении скважин. Она очищает забой скважину от шлама и транспортирует его на поверхность, охлаждает породоразрушающий инструмент, передает энергию от насосов к гидравлическому забойному двигателю, а также выполняет ряд других важных функций, необходимых для качественного бурения.

Направление

Верхняя часть разреза скважины представлена четвертичными отложениями, а именно песком и глиной. Для бурения этого интервала будет применяться вязкий бентонитовый раствор с умеренной водоотдачей. Компонентный состав бентонитового раствора представлен в таблице 20.

Таблица 16 – Компонентный состав бентонитового раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Бентопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,3

После приготовления бентонитовый буровой раствор обеспечивает технологические свойства представленные в таблице 17.

Таблица 17 – Технологические свойства бентонитового раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,03-1,1
Условная вязкость, с	50 и выше
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 12
Содержание песка, %	< 2

Кондуктор

При бурении интервала под кондуктор будет применен полимер-глинистый буровой раствор, для того чтобы предотвратить осыпи и овалы стенок скважины, так как данный интервал представлен в основном глинами и песчаником. Компонентный состав полимер-глинистого раствора представлен в таблице 18.

Таблица 18 – Компонентный состав полимер-глинистого раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Бентопорошок	Структурообразователь	Придание раствору требуемых реологических и тиксотропных свойств, снижение фильтрации	50-80
Каустическая сода	Регулятор pH	Поддержание требуемого pH бурового раствора	0,7-1,2
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Оснопак™-ВО	Высоковязкий понизитель фильтрации	регулирует водоотдачу и реологические характеристики	0,3-0,5
Ингибитор глин EfSil	Ингибитор	Предотвращает набухание глин и сланцев	1-4
Гипан	Загуститель бурового раствора	Увеличение вязкости, снижение показателя фильтрации	0,1-0,15
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Барит	Утяжелитель	Регулирование плотности	125,3

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства представленные в таблице 19.

Таблица 19 – Технологические свойства полимер-глинистого раствора

Регламентируемые свойства	Значение	
Плотность, г/см ³	1,02-1,03	1,04-1,05
Условная вязкость, с	30-40	20-35
Пластическая вязкость, сПз	15-20	10-18
ДНС, дПа	35-80	40-80
СНС 10 сек/10 мин, дПа	15-38/35-75	10-30/20-60
Водоотдача, см ³ /30 мин	8-110	6-10
рН	8-9	8-9
Содержание песка, %	< 1,5	< 1,5

Эксплуатационная колонна

Для бурения интервалов под эксплуатационную колонну будет использоваться биополимерный буровой раствор. Компонентный состав биополимерного раствора представлен в таблице 20.

Таблица 20 – Компонентный состав биополимерного раствора

Наименование	Класс	Назначение	Концентрация
Каустическая сода	Регулятор рН	Поддержание требуемого рН бурового раствора	0,4-0,5
Кальцинированная сода	Регулятор жесткости	Связывание ионов кальция и магния	0,8-1,2
Ксантановая смола Xantan Gum	Структурообразователь	Структурообразователь для безглинистой системы	3,4-3,6
Ингибитор глин EfSil	Ингибитор	Предотвращает набухание глин и сланцев	1-4
Лубрекс	Смазочная добавка	Снижение коэффициента трения в скважине	4,5-5,5
Бактерициды	Защита от микробиологической деструкции	Подавляет рост бактерий	0,4-0,5
Крахмал модифицированный КМ	Понизитель фильтрации	Регулятор фильтрации	16-18
APR	Пеногаситель	Предотвращение пенообразования	0,4-0,5

Данный раствор после приготовления обеспечивает технологические свойства представленные в таблице 21.

Таблица 21 – Технологические свойства биополимерного раствора

Регламентируемые свойства	Значение
Плотность, г/см ³	1,07-1,08
Условная вязкость, с	40-50
Пластическая вязкость, сПз	10-15
ДНС, дПа	60-100
СНС 10 сек/10 мин, дПа	30-40/40-70
Водоотдача, см ³ /30 мин	< 6
рН	8-10
Содержание песка, %	< 0,5

Для очистки бурового раствора проектируется четырехступенчатая система очистки.

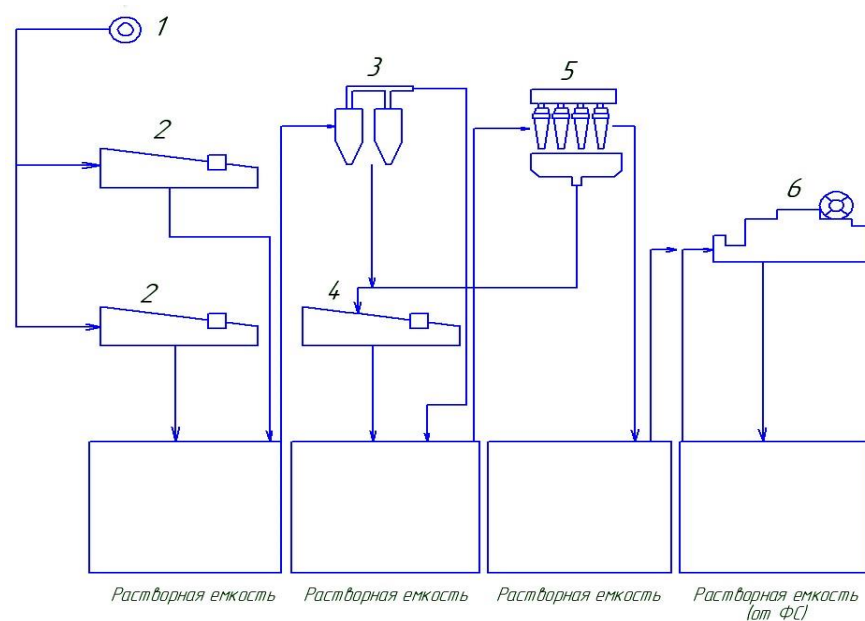


Рисунок 4 – Схема очистки бурового раствора

1 – скважина; 2 – вибросито; 3 – пескоотделитель; 4 – ситогидроциклонная установка; 5 – илоотделитель; 6- центрифуга.

2.3.9 Выбор гидравлической программы промывки скважины

Под гидравлической программой бурения скважин понимается рациональный выбор регулируемых параметров гидромеханических и типовых процессов промывки ствола скважин.

Расчет гидравлической программы промывки скважин был выполнен в программе обеспечения для решения проектных, инженерных задач и задач оперативного контроля процесса строительства скважин (бурсофтпроект).

Результаты расчета представлены в таблицах 22, 23, 24.

Таблица 22 – Гидравлические показатели промывки скважины

Интервал по стволу, м		Вид техно- логической операции	Наименьшая скорость восходящего потока в открытом стволе, м/с	Удельный расход, л/с на см2 к.п.	Схема промывки	Гидромо ниторные насадки		Скорость истечения, м/с	Мощность срабатываемая на долоте, л.с./дм2
от (верх)	до (низ)					кол-во	диаметр		
Под направление									
0	140	бурение	0,48	0,058	периферийная	5	14,3	88	2,61
Под кондуктор									
140	790	бурение	0,69	0,074	периферийная	5	12,7	79,7	2,72
Под эксплуатационную колонну									
790	2590	бурение	1,30	0.098	периферийная	5	11	75,8	3,22

Таблица 23 – Режим работы буровых насосов

Интервал по стволу, м		Вид технологической операции	Тип	Количество	Режим работы бурового насоса						Суммарная производительность насосов в интервале, л/с
от (верх)	до (низ)				К П Д	диаметр цилиндровых втулок, мм	допустимое давление, кгс/см ²	коэффициент наполнения	число двойных ходов в мин.	производительность, л/с	
0	140	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	180	231,8	100	96	35,33	70,66
140	790	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	2	90	170	261,2	100	77	25,25	50,51
790	2590	БУРЕНИЕ	УНБТ-1180	1	90	160	290,7	100	125	36	36

Таблица 24 – Распределение потерь давлений в циркуляционной системе

Интервал по стволу, м		Вид техно-логическо-й операции	Давление на стояке в конце интервала, кгс/см2	Потери давления (в кгс/см2) для конца интервала в				
от (верх)	до (низ)			элементах КНБК		бурильно-й колонне	кольцевом пространст-ве	Обвязке буровой установк-и
				насадк-ах долота	забойно-м двигател-е			
0	140	БУРЕНИ-Е	66,7	51,2	0	5,3	0,1	10
140	790	БУРЕНИ-Е	139,8	42,1	47,9	37,4	2,5	10
790	2590	БУРЕНИ-Е	281,5	37	154,8	65,6	20,7	3,0

2.3.11 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Так как скважина является разведочной, то предусмотрен обязательный отбор керна в интервале каждого продуктивного горизонта, в который входит 10 м до кровли продуктивного пласта, продуктивный пласт и 10 м ниже кровли продуктивного пласта.

Для отбора керна запроектирована бурильная головка исполнения «Буринтех» БИТ 212,7/100 В 12 12 2 АМ и Кернаотборное устройство СК-178/100 «Трайс 6».

Опираясь на статистические значения выбираем режим бурения для отбора керна. Результат проектирования приведен в таблице 25.

Таблица 25 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал, м	Тип кернаотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
1650-1680	СК-178/100 «Трайс 6»	2-5	20-40	15-20
1700-1730	СК-178/100 «Трайс 6»	2-5	20-40	15-20
1732-1760	СК-178/100 «Трайс 6»	2-5	20-40	15-20

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчет обсадных колонн на прочность

Для цементирования обсадных колонн предусматривается применять серийно выпускаемые тампонажные материалы, которые должны соответствовать диапазону статических температур в скважине по всему интервалу. Исходные данные к расчету представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Исходные данные к расчету обсадных колонн

Параметр	Значение	Параметр	Значение
Плотность продажной жидкости $\rho_{прод}$, кг/м ³	1000	Плотность буферной жидкости $\rho_{буф}$, кг/м ³	1000
Плотность облегченного тампонажного раствора $\rho_{тр обл}$, кг/м ³	1500	Плотность тампонажного раствора нормальной плотности $\rho_{тр н}$, кг/м ³	1900
Плотность нефти ρ_n , кг/м ³	760	Глубина скважины, м	2590
Высота столба буферной жидкости h_1 , м	640	Высота столба тампонажного раствора нормальной плотности h_2 , м	470
Высота цементного стакана $h_{ст}$, м	10	Динамический уровень скважины h_0 , м	2113,3

2.4.2 Расчет наружных избыточных давлений

Наружное избыточное давление – разность между наружным давлением, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства, и внутренним, действующим внутри обсадной колонны.

В разные периоды времени наружное избыточное давление достигает наибольших значений. Имеются два таких случая:

1. При цементировании в конце продавки тампонажного раствора и снятом на устье давлении;
2. В конце эксплуатации за счет снижения уровня флюида для нефтяных скважин и снижения давления для газовых скважин. На рисунках 5, 6 построена эпюра наружных избыточных давлений 2-х самых опасных случаях в координатах «глубина-наружное избыточное давление».

Рисунок 5 – Эпюра наружных избыточных давлений эксплуатационной
КОЛОННЫ

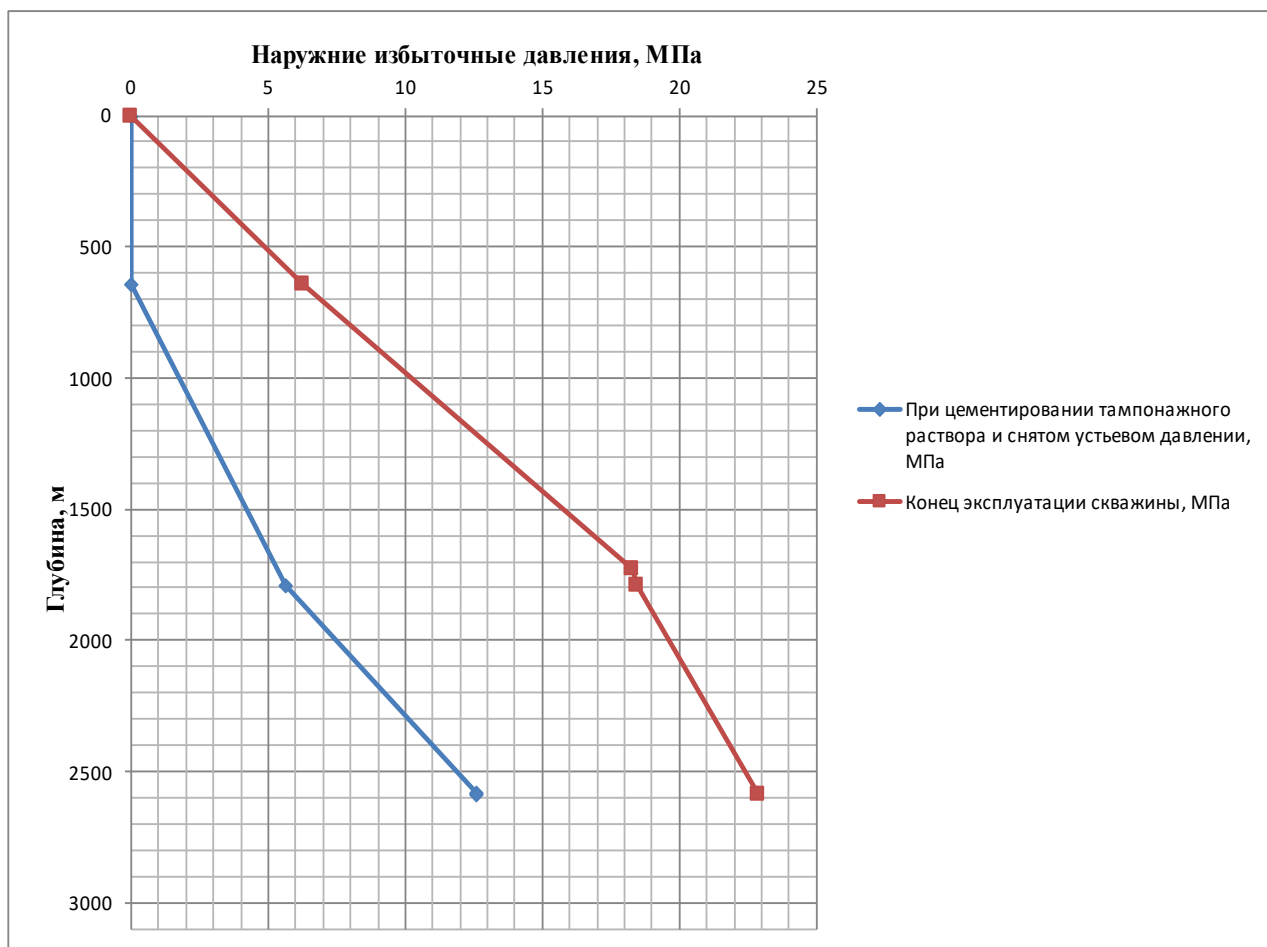
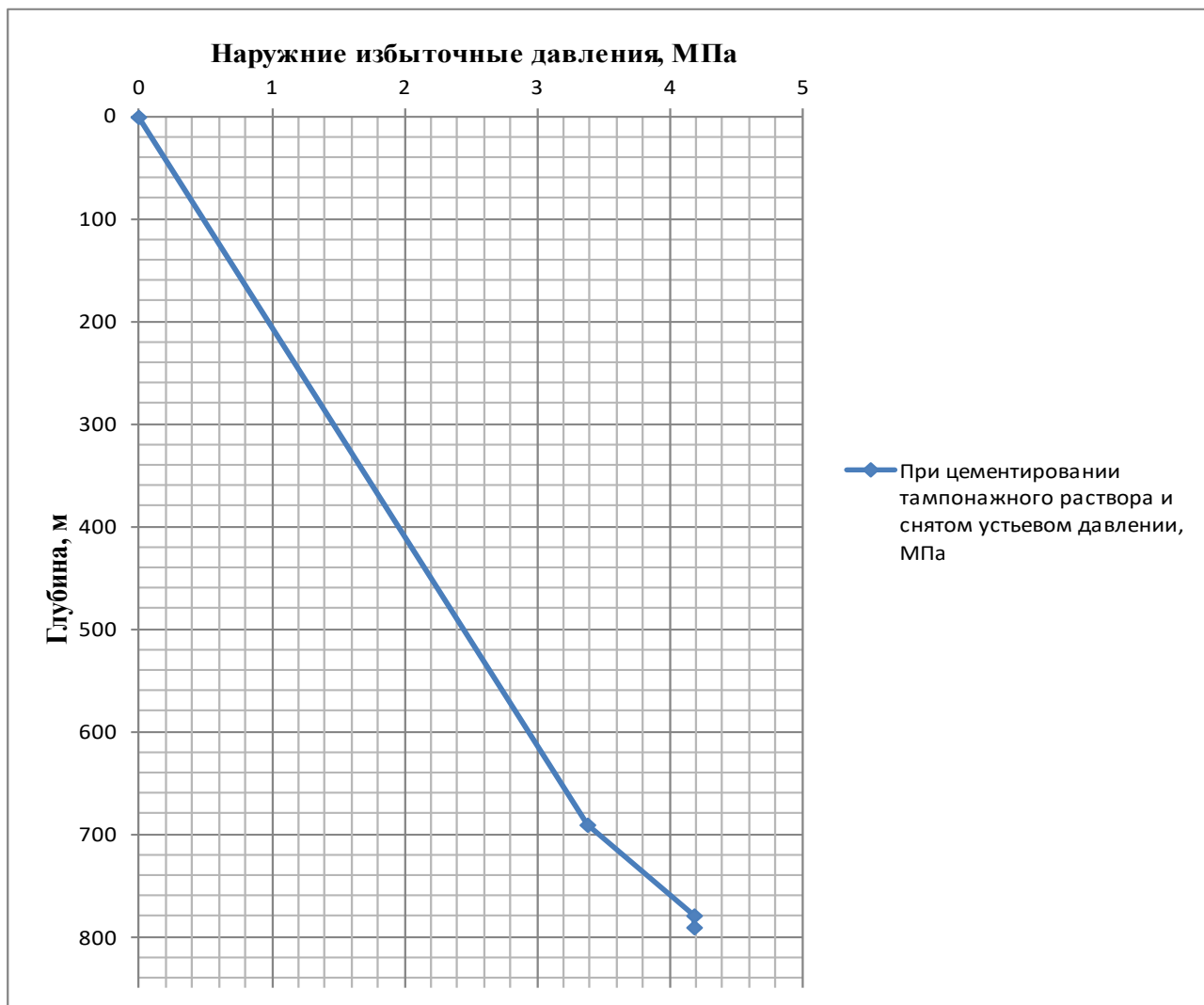


Рисунок 6 – Эпюра наружных избыточных давлений кондуктора



Внутреннее избыточное давление – разность между внутренним давлением, действующим внутри обсадной колонны, и наружным, действующим на обсадную колонну со стороны кольцевого пространства. $P_{ви} = P_{в} - P_{н}$, (5) По данным проектирования строим эпюру внутренних избыточных давлений рисунок 7,8.

Рисунок 7 – Эпюра внутренних избыточных давлений

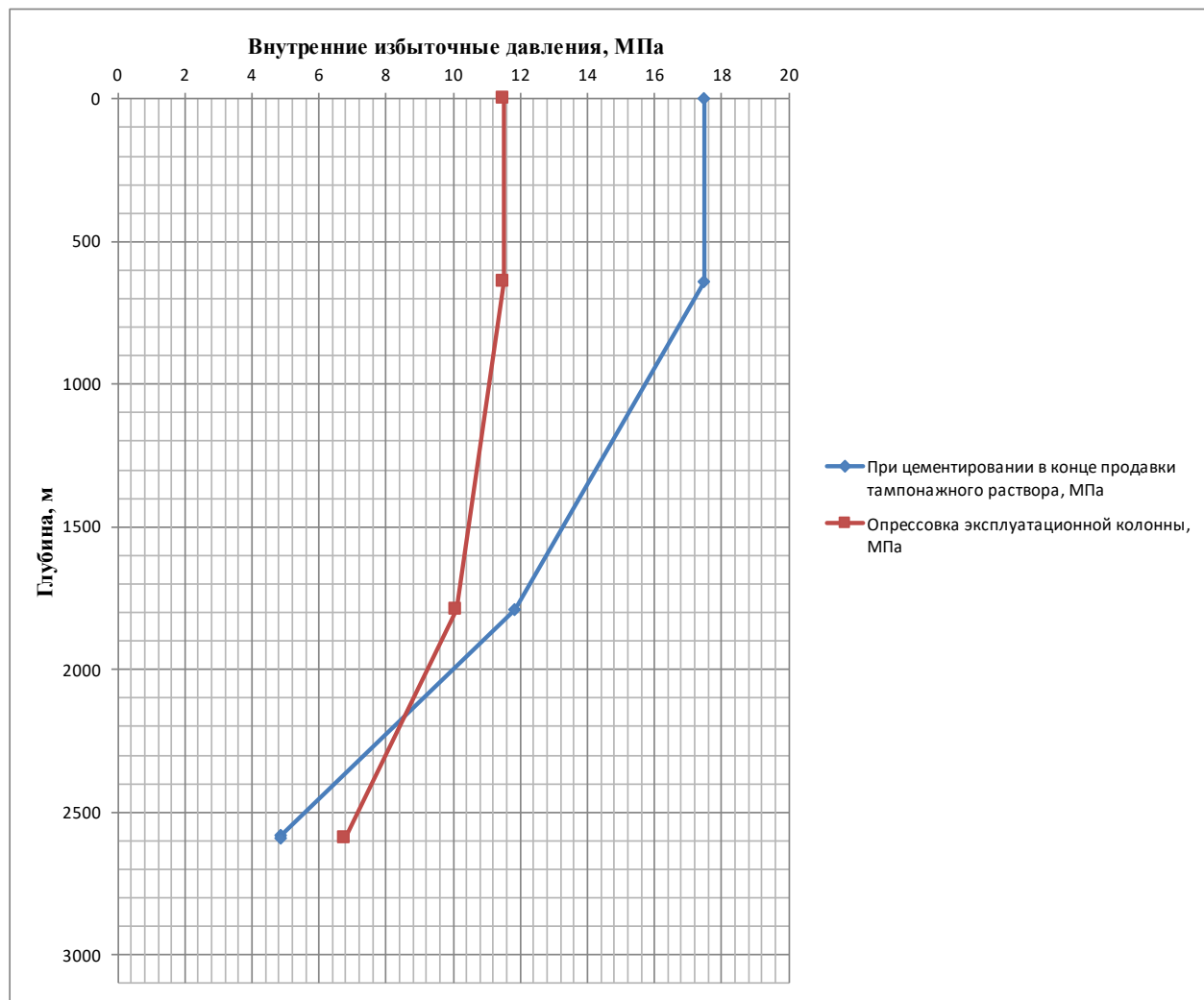
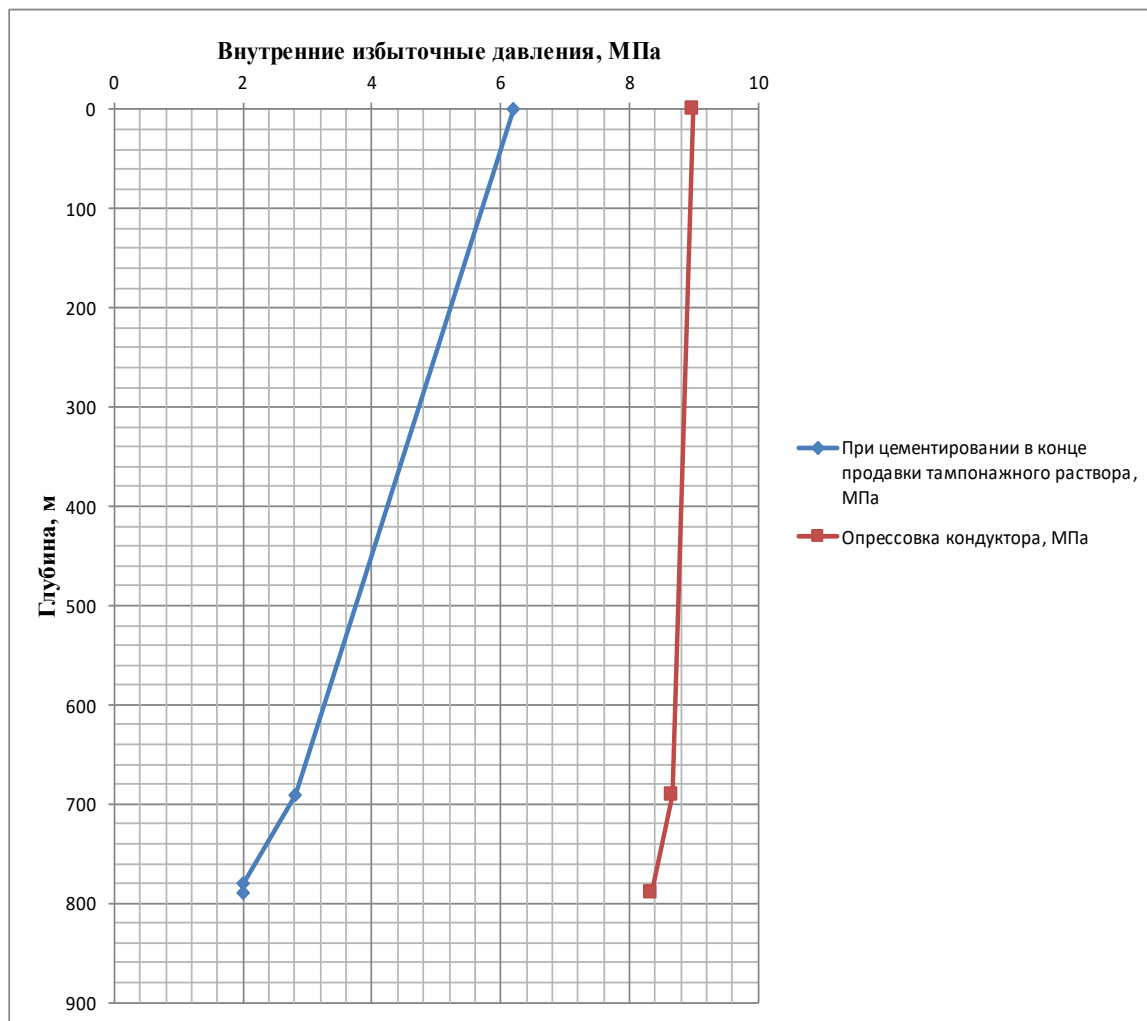


Рисунок 8– Эпюра внутренних избыточных давлений



Конструирование обсадной колонны по длине

Характеристики рассчитанных секций обсадных колонн представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Характеристика обсадных колонн

№ секций	Тип резьбового соединения	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Вес, кг			Интервал установки, м
					1 м трубы	секций	суммарный	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Направление								
1	ОТТМ	Д	8,5	140	67	2680	3426	0-140
Кондуктор								
1	ОТТМ	Д	7,9	790	47	42300	52943	0-7900
Эксплуатационная колонна								
1	ОТТМ	Д	10,6	990	41,4	17388	114738	1600-2590
2	ОТТМ	Д	8,9	2590	35,4	97350		0-1600

2.4.3 Выбор технологической оснастки обсадных колонн

Проектируется использование следующей технологической оснастки:

Для Направления:

- башмак типа БКМ-324 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -324-ОТТМ
- центраторы ЦПЦ-324/394
- разделительные пробки ПРП-Ц-324

Для Кондуктора:

- башмак типа БКМ-245 с трапецеидальной резьбой ОТТМ;
- ЦКОДМ -245-ОТТМ
- центраторы ЦПЦ-245/295
- разделительные пробки ПРП-Ц-245

Для Эксплуатационной колонны:

- башмак типа БКМ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ
- ЦКОДМ -168-ОТТМ;

- центраторы ЦПЦ-168/215
- турбулизаторы ЦТ-168/215
- разделительные пробки ПРП-Ц-168

Таблица 28 – Технологическая оснастка обсадных колонн

Название колонны, D _{усл}	Наименование, шифр, типоразмер	Интервал установки, м		Количество элементов на интервале, шт	Суммарное количество, шт
		От (верх) по стволу	До (низ) по стволу		
Направление, 324	БКМ-324	60	60	1	1
	ЦКОДМ -324	50	50	1	1
	ЦПЦ-324/394	0	60	3	3
	ПРП-Ц-324	50	50	1	1
Кондуктор, 245	БКМ-245	900	900	1	1
	ЦКОДМ -245	890	890	1	1
	ЦПЦ-245/295	0	900	29	29
	ПРП-Ц-245	890	890	1	1
Эксплуатационная, 168	БКМ-168	3170	3170	1	1
	ЦКОДМ -168	3160	3160	1	1
	ЦПЦ-168/215	0	900	20	80
		900	3170	60	
	ЦТ-168/215	900	3170	46	46
	ПРП-Ц-В 168	3150	3150	1	1
	ПРП-Ц-Н 168	3160	3160	1	1

2.4.4 Расчет и обоснование параметров цементирования скважины

Обоснование способа цементирования

Проверяется условие недопущения гидроразрыва пластов или поглощения раствора по формуле:

$$P_{гс\text{ кп}} + P_{гд\text{ кп}} \leq 0,95 \cdot P_{гр}, \quad (6)$$

где $P_{гс\text{ кп}}$ – гидростатическое давление в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гд\text{ кп}}$ – гидродинамические потери давления в кольцевом пространстве, МПа;

$P_{гр}$ – давление гидроразрыва пород на забое скважины или в интервале пласта с наименьшим градиентом гидроразрыва.

$$0,01479+44,039 \leq 0,95*55,33$$

$$44,40 \leq 52,56$$

Условие недопущения гидроразрыва выполняется, следовательно проектируется прямое одноступенчатое цементирование [28].

Расчёт объёмов буферной жидкости, тампонажного раствора и продавочной жидкости

Для приготовления раствора нормальной плотности будем использовать марку цемента: ПЦТ - II - 150. Для приготовления облегченного тампонажного раствора используем марку цемента: ПЦТ - III - Об (4-6) - 100.

Таблица 29 – Количество основных компонентов тампонажной смеси и необходимых объемов технологических жидкостей

Наименование жидкости	Объем жидкости, м ³		Объем воды для приготовления, м ³	Наименование компонента	Масса компонента, кг
Буферная жидкость	5,94	1050	5,94	МБП-СМ	84
				МБП-МВ	71,2
Продавочная жидкость	57,47	1000	-	Техническая вода	-
Облегченный тампонажный раствор	32,35	1450	23,96	ПЦТ-III-Об(4-6)-100	26110
				НТФ	13,26
Нормальной плотности тампонажный раствор	9,52	1860	5,62	ПЦТ - II - 150	13020
				НТФ	3,9

Выбор типа и расчёт необходимого количества цементировочного оборудования

Рассчитывается необходимое число цементосмесительных машин исходя из суммарной массы тампонажной смеси, расположенной в их бункерах:

$$m = G_{сyx} / G_{б} \quad (7)$$

G_6 – вместимость бункера смесителя для УС 6-30, равная 10 тонн для облегченного тампонажного раствора и 13 тонн – для «тяжелого»

Для цемента нормальной плотности

$$m = 13,02 / 13 = 1,001$$

Для облегченного

$$m = 26,11 / 10 = 2,61 \text{ (требуется дозатарка цемента во время приготовления)}$$

Понадобиться цементосмесительные машины – 3 шт.

Осреднительных установок типа УСО-20 – 1 шт.

Цементируемых агрегатов: ЦА-320 – 2 шт.

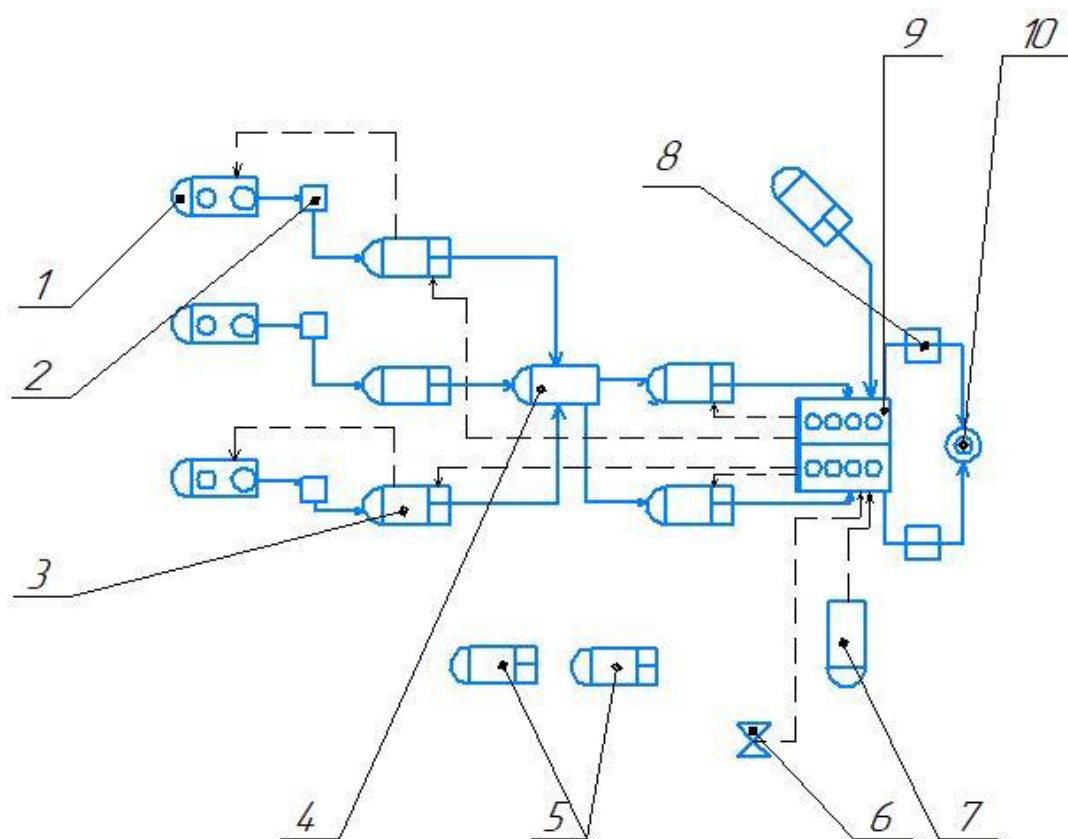


Рисунок 9 – Технологическая схема обвязки цементируемого оборудования: 1 – цементосмесительная машина УС6-30; 2 – бачок затворения; 3 – цементирующий агрегат ЦА-320; 4 – осреднительная емкость УО-20; 5 – цементирующий агрегат ЦА-320(резервный); 6 – подводная водная линия; 7 – автоцистерна; 8 – станция СКЦ; 9 – блок манифольдов; 10 – устье скважины

2.4.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

Выбор жидкости глушения

Перед проведением операции по вторичному вскрытию скважины (перфорации пласта), необходимо обеспечить наличие жидкости глушения в стволе скважины, для предотвращения неконтролируемого флюидопроявления.

Наиболее доступной и применяемой жидкостью глушения является водный раствор соли NaCl требуемой плотности.

Плотность жидкости глушения определяется для каждого нефтяного и газового пласта, который будет подвержен испытанию по формуле 8.

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+k) \cdot P_{пл}}{g \cdot h}, \quad (8)$$

Для пласта Ю₁¹:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0,05) \cdot 28280000}{9,81 \cdot 2800} = 1081,03 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

Для пласта Ю₁₂:

$$\rho_{ж.г.} = \frac{(1+0,05) \cdot 31410000}{9,81 \cdot 3110} = 1081 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3},$$

k – коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления над пластовым. Согласно пункта 210 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» давление столба промывочной жидкости должно превышать $P_{пл}$ на глубине 0–1200 метров на 10% ($k=0,1$), на глубине более 1200 м на 5% ($k=0,05$).

$P_{пл}$ – Пластовое давление испытываемого пласта, Па,

h – глубина испытываемого пласта, м.

Согласно пункта 295 «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» при производстве работ по испытанию (освоению) скважин необходимо иметь запас жидкости глушения в количестве не менее двух объемов скважины.

Требуемый объем жидкости глушения определяется как объем обсаженного ствола скважины и умножается на 2 по формуле 9.

$$V_{\text{ж.г.}} = 2(V_{\text{вн 1}} + V_{\text{вн 2}}) = 2(7,98 + 49,79) = 1115,54 \text{ м}^3 \quad (9)$$

$V_{\text{вн 1}}$ – внутренний объем первой секции, м^3 ,

$V_{\text{вн 2}}$ – внутренний объем второй секции, м^3 ,

Выбор типа перфоратора и расчет количества рейсов

Вторичное вскрытие в обсаженной скважине осуществляется с помощью перфорации обсадной колонны. Различают следующие типы перфорации:

- пулевая;
- торпедная;
- кумулятивная;
- пескоструйная.

Применение перфораторов различных типов и конструкций зависит от плотности вскрываемых пород. В твердых породах рекомендуется применять кумулятивную перфорацию.

Протяженности интервала перфорации менее 18 м применяют перфорационные системы, спускаемые на кабеле.

Таблица 30 – Перфорация скважины

Мощность перфорируемого объекта, м	Способ спуска перфоратора (НКТ, кабель)	Вид перфорации	Типоразмер перфоратора	Плотность перфорации, отв./1 м	Количество спусков перфоратора
1	2	3	4	5	6
15	Кабель	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	Ограничивается грузоподъемностью геофизического кабеля
30	НКТ	Кумулятивная	ORION 89КЛ	20	1

Выбор типа пластоиспытателя

Все скважинные инструменты для испытания пластов можно разделить на:

- Пластоиспытатели спускаемые в скважину на колонне бурильных труб или НКТ (ИПТ).
- Аппараты, спускаемые в скважину на каротажном кабеле. В случае необходимости исследования пласта на отдельных уровнях (прослеживание изменения проницаемости по мощности пласта, определение положения ВНК) используют пробоотборник, спускаемый на каротажном кабеле

При проведении испытаний в открытом стволе (в процессе бурения) обычно используют пластоиспытатели спускаемые на трубах (ИПТ). При испытании скважины в обсаженном стволе чаще всего используют пластоиспытатели спускаемые на кабеле, либо проводят испытания после вызова притока путем спуска геофизического прибора через лубрикаторную задвижку.

Пластоиспытатель выбирается в зависимости от диаметра скважины (внутреннего диаметра колонны), и способа спуска в скважину.

Выбирается пластоиспытатель спускаемый на трубах КИИ-95/146.

Выбор типа фонтанной арматуры

В соответствии с ГОСТ 33846-89 существует 6 схем фонтанных арматур для добывающих нефтяных и газовых скважин. Данные схемы различаются количеством запорных устройств и типом (тройниковые и крестовые). Для низких и средних устьевых давлений (7-35 МПа) рекомендуют применять тройниковую фонтанную арматуру (1-4 схема), для средних и высоких давлений (35 - 105 МПа), а также для газовых скважин крестовую арматуру (5-6 схема). В отечественной практике для низких и средних устьевых давлений применяется фонтанная арматура по первой схеме (АФ1). В случае если коллектор сложен неустойчивым песчанником необходимо наличие дублирующего отвода по третьей схеме (АФ3). При устьевом давлении более

35 МПа либо наличии в разрезе газовых пластов применяют фонтанную арматуру по шестой схеме (АФ6).

Принимаем арматуру фонтанная АФК1 – 65х21 ХЛ.

2.5 Выбор буровой установки

Проектируется применение буровой установки МБУ-ZJ30, запроектированная буровая установка представлена в таблице 31.

Таблица 31 – Запроектированная буровая установка

МБУ ZJ 30			
Максимальный вес буровой колонны, тс ($Q_{бк}$)	79,37	$[G_{кр}] \times 0,6 \geq Q_{бк}$	$108 > 79,37$
Максимальный вес обсадной колонны, тс ($Q_{об}$)	81766,3	$[G_{кр}] \times 0,9 > Q_{об}$	$162 > 81766,3$
Параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс ($Q_{пр}$)	103,181	$[G_{кр}] / Q_{пр} > 1$	$180/103,181 = 1,74 > 1$
Допустимая нагрузка на крюке, тс ($G_{кр}$)	180		

3. Специальная часть

Буровые Ясы и Акселераторы

Буровой акселератор для усиления удара бурильного яса - изобретение относится к нефтегазодобывающей отрасли, в частности к устройствам, предназначенным для усиления ударного воздействия бурильного яса для освобождения прихваченной части трубы. Бурильный яс представляет собой ударный инструмент, установленный в бурильной колонне, служащий для её освобождения в случае прихвата [10]



Рисунок 10. Бурильный яс

Классификация ясов

Типология бурильных ясов основывается на двух параметрах: метод срабатывания и принцип действия. По принципу действия выделяют бурильные и ловильные ясы – они обладают внешним сходством и оказывают примерно одинаковую ударную нагрузку, однако бурильные ясы по длине аналогичны бурильным трубам, а ловильные ясы – короче. Кроме того, в отличие от более износостойких бурильных, ловильные ясы не способны выдерживать буровые нагрузки, а потому предназначены только для работы по направлению вверх и опускаются в скважину только после отсоединения и подъема трубы выше места прихвата. По типу стопорного механизма выделяют гидравлические, механические и гидромеханические ясы. Механические устройства приводятся в действие за счет пружин, замков и направляющих роликов с пусковыми механизмами, гидравлические – за счет протягивания штока через узкое место полости корпуса, заполненной гидравлической жидкостью.

Механический яс – наиболее простой по конструкции яс, состоящий только из механических элементов (корпусов-переводников, штока и хвостового ограничителя штока).

Гидромеханический яс – яс, который состоит из гидравлической и механической части. Механическая часть включает в себя предохранительную механическую защелку (фиксатор), которая служит для предотвращения нежелательного срабатывания яса во время бурения или СПО. Гидравлическая часть содержит гидравлическое дозирующее устройство (гидроклапан), которое позволяет регулировать силу удара вверх (вниз) за счет изменения усилия натяжения (сжатия) бурильной колонны во время гидравлической задержки.

Гидравлический яс – яс, в котором отсутствует механическая часть, сила удара регулируется гидроклапанами дозирующими нагрузку ударов по месту прихвата. Первоначальная конструкция бурильного яса представляла собой телескопический шток с механическим запорным устройством для фиксации устройства. Дорабатываемая в течение последних восьми десятилетий, сегодня конструкция ударного яса состоит из полого корпуса,

внутри которого расположен стопорный механизм и непосредственно сам шток, перемещающийся внутри полости корпуса.

На сегодняшний день конструктивно ясы представляют собой трубу в трубе или два звена цепи, имеющие свободное перемещение в пределах определенной длины. В гидравлическом ясе предусматривается устройство, обеспечивающее захват ударной штанги и долота на забое и сбрасывание их после окончания хода балансира вверх.

Принцип работы

Принцип работы бурильного яса заключается в передаче ему накопленной колонной бурильных труб энергии деформации и преобразовании ее в кинетическую в месте прихвата. Бурильный яс может включаться в компоновку бурильной колонны в качестве предупредительной меры для борьбы с прихватами инструмента. Бурильный яс может спускаться в скважину как в сжатом, так и растянутом положении, в любом из положений движение стержня сдерживается до момента, когда потребуется совершить удар. Для этого оператор буровой установки придает колонне дополнительное усилие растяжения или сжатия.

Ясы производства «ВНИИБТ- Буровой инструмент» могут быть использованы при следующих работах:

- 1) Работы по ликвидации аварии в скважине;
- 2) Капитальный и текущий ремонт скважин;
- 3) Наклонно – направленное бурение;
- 4) Горизонтальное бурение.

Эксплуатация ясов возможна, как при наличии, так и при отсутствии циркуляции бурового раствора.

Место расположения бурильного яса в составе бурового инструмента

При определении места расположения яса в составе бурового инструмента необходимо принимать во внимание следующие факторы:

- 1)Профиль скважины;
- 2)Участки скважины с возможными осложнениями (осыпи и обвалы горной породы, поглощение промывочной жидкости, желобообразование);
- 3)Предполагаемый вид прихвата, дифференциальный, или механический;
- 4)Вес бурового инструмента выше и ниже яса, в условиях конкретной скважины;
- 5)Запас прочности верхних бурильных труб;
- 6)Место нахождения нейтральной точки во время бурения
- 7)Нагрузка от работы бурового насоса.

Крупнейшие производители

буровых ясов

1. ОАО ГЕОМАШ.
2. ЗАО МОЗБ.
3. HALLIBURTON.
4. ОАО КЫШТЫМСКОЕ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ.
5. ОАО ИШИМБАЙСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД.
6. DRIL-QUIP HOUSTON.
7. ЗАО ГОРНОПРОМЫШЛЕННАЯ ГРУППА ЭЗТАБ.
8. ОАО КУНГУРСКИЙ МАШЗАВОД.
9. БЭЙКЕР ОИЛ ТУЛС.
- 10.ОАО ИЖНЕФТЕМАШ.
- 11.ВЕЗЕРФОРД.
- 12.ЗАО НПП РОСНЕФТЕГАЗИНСТРУМ.
- 13.ОАО ХАДЫЖЕНСКИЙ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНЫЙ ЗАВОД.
- 14.ОАО МЕХАНИЧЕСКИЙ ЗАВОД КАЛЯЗИНСКИЙ.
- 15.ДРИЛЛИНГ ИНЖЕНИРИНГ ТЕХНИКАЛ СЕРВИС КОМПАНИ ХАЛЛИБУРТОН.

Модификации

Конструкторской службой ВНИИБТ буровой инструмент п/п «Котово» изобретены ясы 4ЯГ-000.

Гидромеханические ясы 4ЯГ-000 (бурильные ясы) представляют собой механизмы двойного действия. Гидромеханический бурильный яс одновременно включает в себя как гидравлическую, так и механическую секции, сочетая преимущества гидравлических и механических типов бурильных ясов. Действует путем нанесения по прихваченному инструменту осевых ударов, направленных либо снизу вверх, либо сверху вниз, либо в ту и другую сторону попеременно в зависимости от характера прихвата.

ООО «Радиус-Сервис» разработал гидромеханические ясы. Конструкция ясов типа RJ2-2НМ отличается универсальностью, так как объединяет преимущества гидравлических и гидромеханических ясов.

Преимущества.

Гидравлическая часть работает как при растяжении яса, так и при его сжатии- Механическая часть исключает неконтролируемые срабатывания яса во время бурения и спускоподъёмных операций.

Основной особенностью данной конструкции является нанесение ударов по месту прихвата с различной силой и интенсивностью в обоих направлениях.

Рекомендуются к использованию при бурении скважин со сложным профилем и высоким коэффициентом трения, где затруднительно контролировать осевое усилие, необходимое для перезарядки яса.

Несмотря на то, что гидравлические ясы обладают рядом преимуществ, они все же не всегда являются идеальным решением для проведения работ. Так, одним из основных ограничений применения гидравлических ясов является соблюдение температурного режима: необходимо отслеживать температуру устройства и в случае ее существенного повышения – останавливать работу и ожидать охлаждения жидкости. Однако сегодня производители во всем мире разрабатывают решения, которые позволят обойти это и другие ограничения применения данного типа инструмента.

4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Расчет нормативной продолжительности строительства скважин

Целью раздела является определение сметной стоимости строительства скважины, а также расчет сметной стоимости связан с определением цикла строительства скважины.

Исходные данные для расчета представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Исходные данные

Наименование скважины	Разведочная
Проектная глубина, м:	2590
Способ бурения:	
под направление	Роторный
под кондуктор и эксплуатационную колонну	Роторный+ВЗД
Цель бурения	Разведка
Конструкция скважины:	
направление	d 393,7 мм на глубину 140 м
кондуктор	d 295,3 мм на глубину 790 м
эксплуатационная	d 215,9 мм на глубину 2670 м
Буровая установка	МБУ ZJ30
Оснастка талевого системы	4x5
Насосы:	
тип и количество, шт.	УНБТ-750 - 2 шт.
производительность, л/с:	
в интервале 0-140 м	69,78
в интервале 140-790 м	50,28
в интервале 790-2590 м	39,69
Утяжелённые бурильные трубы:	
в интервале 0-140 м	УБТ-203
в интервале 140-790 м	УБТ-203
в интервале 790-2590 м	УБТ-178
Забойный двигатель (тип):	
в интервале 140-790 м	Д-240М.7/8.55
в интервале 790-2590 м	ДГРЗ-172.6/7.52
Отбор керна	СК-178/100 «Трайс 6»
Бурильные трубы: длина свечей, м	18

Расчет нормативного времени на механическое бурение

Сведения о разбивке геологического разреза на нормативные пачки, а также действующие на буровом предприятии нормы времени механического бурения 1 м породы и проходки на долото представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Нормы механического бурения на нефтяном месторождении.

Интервал, м		Количество метров в интервале, м	Норма времени механического бурения 1 м породы, ч	Норма проходки на долото, м
от	до			
0	140	140	0,026	520
140	790	650	0,03	1130
7900	2590	1800	0,037	1620

Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [4].

Нормативное время на механическое бурение N , ч рассчитывается по формуле:

$$N = T * H \quad (6)$$

где T – норма времени на бурение 1 метра, ч/м;

H – количество метров в интервале, м.

Для направления:

$$N = 140 * 0,026 = 3,64 \text{ ч}$$

Аналогично производим расчет для остальных интервалов, результаты представлены в таблице 27.

Таблица 27 – Нормативное время бурения

Количество метров в интервале, м	Норма времени на бурение 1 метра, ч/м	Нормативное время на механическое бурение, ч
140	0,026	3,64
650	0,03	19,5
1800	0,037	66,6
Итого		89,74

Далее производится расчет нормативного количества долот n с учетом интервала набора кривизны. Нормативное количество долот рассчитывается по формуле:

$$n = H/\Pi \quad (7)$$

где Π – нормативная проходка на долото в данном интервале, м.

Для направления:

$$n = 140/520 = 0,269$$

Для остальных интервалов расчет производится аналогично, результаты расчета сводятся в таблицу 28.

Таблица 28 – Нормативное количество долот

Количество метров в интервале H , м	Нормативная проходка на долото в данном интервале Π , м	n
140	520	0,269
650	1130	0,58
1800	1620	1,11
Итого		1,96

где n - нормативное количество долот.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Данные нормы включают время на выполнение следующих работ:

- спуск бурильных свечей;
- подъем бурильных свечей;
- подъем и установка УБТ за палец;
- вывод УБТ из-за пальца и спуск ее в скважину;
- подготовительно-заключительные работы при СПО;
- наращивание инструмента;
- промывка скважины перед подъемом инструмента;
- промывка скважины перед наращиванием инструмента;

- смена долота;
- проверка люфта турбобура;
- смазка резьбы бурильных труб герметизирующей смазкой;
- крепление и раскрепление свечей и элементов бурильной колонны ключами.

Укрупненные нормы времени на СПО ($T_{\text{СПО}}$, с) составляют на 1 метр проходки в зависимости от глубины залегания интервала и нормы проходки на долото. Расчет производится по формуле:

$$T_{\text{СПО}} = \Pi * n_{\text{СПО}} \quad (8)$$

где $n_{\text{СПО}}$ – нормативное время СПО в расчете на 1 метр, с/м;

Π – длина интервала, м.

Результаты расчета времени на СПО, исходные данные приведены в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Исходные данные из нормативной карты				Исходные данные из сборника УНВ на СПО				Расчет нормативного времени на СПО, ч
Интервалы бурения	Интервал бурения, м	Размер долот, мм	Норма проходки на долото, м	Номер таблицы	Номер графы	Интервалы бурения, м	Норма времени ч/м	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
I	0-140	393,7	520	11	24	0-140	0,0121	0,61
II	140-790	295,3	1130	12	32	140-200	0,0122	0,61
						200-300	0,0133	1,33
						300-400	0,0146	1,46
						400-500	0,0146	1,75
						500-600	0,0155	1,24
						600-790	0,0158	1,58
Итого								7,97

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6	7	8	9
III	790-2590	215,9	2350	12	32	600-700	0,0155	1,24
						700-800	0,0158	1,58
						800-900	0,0159	1,59
						900-1000	0,0162	1,62
						1000-1100	0,0160	1,6
						1100-1200	0,0166	1,66
						1200-1300	0,0177	1,77
						1300-1400	0,0188	1,88
						1400-1500	0,0190	1,9
						1500-1600	0,0193	1,93
						1600-1700	0,0199	1,99
						1700-1800	0,0210	2,1
						1800-1900	0,0230	2,3
						1900-2000	0,0233	2,33
						2000-2100	0,0240	2,4
						2100-2200	0,0246	2,46
						2200-2300	0,0249	2,49
						2300-2400	0,0252	2,52
						2400-2500	0,0255	2,55
						2500-2590	0,0256	2,56
Итого								40,47

Расчёт нормативного времени на установку центрирующих фонарей

Норма времени на установку одного центрирующего фонаря в сборе, определяемая на основе фактических данных о работе буровых бригад составляет 1 мин.

Нормативное время составит:

направление: $3 * 1 = 3$ мин;

кондуктор: $18 * 1 = 18$ мин;

эксплуатационная колонна: $107 * 1 = 107$ мин.

Расчет нормативного времени ожидания затвердевания цемента

Время ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) нормируется на основе фактических данных по скважинам, пробуренным в аналогичных условиях, но не свыше норм времени.

Принимаем время ОЗЦ:

направления - 4 ч;

кондуктора - 10 ч;

эксплуатационной колонны - 22 ч.

Расчет нормативного времени на разбуривание цементной пробки

В укрупненные нормы времени на крепление скважины включено время на выполнение следующих видов работ:

- промывка скважины перед спуском обсадных труб – 2 цикла;
- подготовительные и заключительные работы перед спуском обсадных труб;
- спуск резьбовых обсадных труб;
- подготовительные и заключительные работы к промывке скважины;
- во время спуска колонны обсадных труб;
- промежуточные работы во время спуска колонны;
- промывка скважины перед цементированием – 2 цикла;
- подготовительно-заключительные работы к цементированию колонны обсадных труб;
- цементирование скважины;
- заключительные работы после затвердевания цемента;
- герметизация устья скважины.

Разбуривание цементной пробки предусматривается после цементирования направления и кондуктора. Норма времени на выполнение следующей операции складывается из времени следующих работ:

Отворачивание долота - 7 минут;

Спуск бурильных свечей:

а) определяется глубина спуска бурильного инструмента L_c , м по формуле:

$$L_c = L_k - L_n \quad (9)$$

где L_k – глубина кондуктора, м;

L_n – длина цементной пробки, м.

Для направления:

$$L_c = 140 - 10 = 130 \text{ м}$$

б) рассчитывается, длина неизменной части бурильного инструмента L_n , м по формуле (ведущая труба 14 м, переводника с долотом 1 м):

$$L_n = 14 + 1 = 15 \text{ м} \quad (10)$$

в) определяется, длина бурильных труб L_T , м по формуле:

$$L_T = L_c - L_n \quad (11)$$

Для направления:

$$L_T = 140 - 15 = 125 \text{ м}$$

г) рассчитывается количество спускаемых свечей N по формуле:

$$N = L_T / l_c \quad (12)$$

где l_c — длина одной свечи, м

Для направления:

$$N = 0,2 \approx 1 \text{ шт}$$

д) по УНВ спуск одной свечи занимает 2 мин:

$$T_{\text{конд}} = 1 * 2 + 5 = 7 \text{ мин}$$

Для кондуктора:

$$L_c = 790 - 10 = 780 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 790 - 15 = 775 \text{ м}$$

$$N = \frac{775}{36} = 21,52 \approx 22 \text{ шт}$$

$$T = 22 * 2 + 5 = 49 \text{ мин}$$

Для эксплуатационной колонны:

$$L_c = 2590 - 10 = 2580 \text{ м}$$

$$L_n = 15 \text{ м}$$

$$L_T = 2580 - 15 = 2565 \text{ м}$$

$$N = \frac{2565}{36} = 71,25 \approx 72 \text{ шт}$$

$$T = 72 * 2 + 5 = 149 \text{ мин}$$

Подготовительные и заключительные работы перед и после спуска занимают 17 минут. Разбуривание цементной пробки и запорного кольца составляют 42 мин. Подъем инструмента после разбуривания пробки не предусматривается.

Общее время на разбуривание цементных пробок направления и кондуктора определяется суммой всех затрат времени:

$$\Sigma = 7 + 49 + 149 + 3 * (7 + 17 + 42) = 403 \text{ мин} = 6,72 \text{ ч}$$

Расчет нормативного времени на геофизические работы

Нормативное время на подземные геофизические исследования (ПГИ) определяются согласно «Межотраслевым нормам времени на геофизические исследования в скважинах, пробуренных на нефть и газ» [5]. Нормативное время принимается по данным, отражающим среднее фактическое время работы геофизических партий на скважинах. Среднее фактическое время комплекса геофизических исследований скважины составляет 25 ч.

Расчет затрат на прочие вспомогательные работы, не учтенные укрупненными нормами

Общее нормативное время на проведение прочих вспомогательных работ составляет 7,41 ч.

Расчет нормативных затрат времени на проведение ремонтных работ

Нормативное время проведения ремонтных работ определяется в процентах от нормативной продолжительности проводки скважины (за исключением времени проведения геофизических исследований). «Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин» [6].

Расчет времени на ремонтные работы производится после включения в нормативную карту всех видов работ, предусмотренных ГТН и подсчета итога затрат времени.

Нормативная продолжительность проводки скважины по итогу составляет 324,3 часов или 14 суток. Следовательно, надбавка времени на выполнение ремонтных работ составляет 6,6 %.

Общее время на выполнение ремонтных работ определяется произведением:

$$324,3 * 0,066 = 21,4 \text{ ч}$$

Общее нормативное время проводки скважины составляет:

$$\Sigma = 324,3 + 21,4 + 25 = 370,7 \text{ ч} = 15,44 \text{ суток}$$

4.2 Линейный календарный график работы бригады

Вахта работает 28 дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем 28 дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиатранспортом и автотранспортом. Буровая бригада состоит из следующего количества персонала, приведенного в таблице 30.


Таблица 30 – Количество работников в бригаде

Работник, разряд	Количество человек
Буровой мастер	1
Помощник бурового мастера	1
Инженер по бурению	1
Инженер по растворам	1
Бурильщик 6 разряда	2
Помощник бурильщика 6 разряда	4
Электромонтёр 5 разряда	2
Слесарь 5 разряда	2
Лаборант	1


Линейный календарный график работы бригады вахтой приведен в таблице 31.

Таблица 31 - Линейно-календарный график работы бригады

Линейно-календарный график работы												
бригады, участвующие в строительстве скважины	затраты времени на одну скважину, месяц	Месяцы										
		1	2			3			4			
Вышкомонтажные работы		—	—	—		—	—	—	—	—	—	—
—		—	—	—	—		—	—	—	—	—	—
—		—	—	—	—			—	—	—	—	—
Буровые работы		—	—	—	—	—		—	—	—	—	—
—		—	—	—	—	—			—	—	—	—
—		—	—	—	—	—	—			—	—	—
Освоение		—	—	—	—	—	—	—			—	—
—		—	—	—	—	—	—	—	—			—
—		—	—	—	—	—	—	—	—	—		

 Вышкомонтажная бригада

 Буровая бригада (бурение);

 Бригада испытания.

4.3 Расчёт заработной платы и отчислений

Заработная плата (оплата труда работника) - вознаграждение за труд в зависимости от квалификации работника, сложности, количества, качества и условий выполняемой работы, а также компенсационные выплаты (доплаты и надбавки компенсационного характера, в том числе за работу в условиях, отклоняющихся от нормальных, работу в особых климатических условиях и на территориях, подвергшихся радиоактивному загрязнению, и иные выплаты компенсационного характера) и стимулирующие выплаты (доплаты и надбавки стимулирующего характера, премии и иные поощрительные выплаты).

Оплата труда может производиться по:

— Тарифной ставке - фиксированный размер оплаты труда работника за выполнение нормы труда определенной сложности (квалификации) за

единицу времени без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

– Окладу (должностной оклад) - фиксированный размер оплаты труда работника за исполнение трудовых (должностных) обязанностей определенной сложности за календарный месяц без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

– Базовый оклад (базовый должностной оклад), базовая ставка заработной платы - минимальные оклад (должностной оклад), ставка заработной платы работника государственного или муниципального учреждения, осуществляющего профессиональную деятельность по профессии рабочего или должности служащего, входящим в соответствующую профессиональную квалификационную группу, без учета компенсационных, стимулирующих и социальных выплат.

В процессе реализации строительства скважины работы производятся в дневную и ночную смену в течении 28 дней по 12 часов, при этом районный коэффициент по Томской области составляет 50%, размер премии составляет 30% от оклада, дополнительная заработная плата за вахтовый метод 11%.

Расчёт заработной платы

Таблица 32 – Тариф бригады и фиксированная заработная плата

Работник, разряд	Тариф, руб/час	Фиксированная заработная плата по договору, руб
Буровой мастер	-	60000
Помощник бурового мастера	-	50000
Инженер по бурению	-	52000
Инженер по растворам	-	52000
Бурильщик 6 разряда	140,53	-
Помощник бурильщика 6 разряда	125,41	-
Электромонтёр 5 разряда	95,36	-
Слесарь 5 разряда	100,58	-
Лаборант	60,83	-

Расчет заработной платы по тарифу рассчитывается по формуле:

$$\text{зп} = \text{тариф} \times \text{отработанные часы} \quad (13)$$

где, зп – заработная плата по тарифу;

тариф – тариф, руб/час;

отработанные часы – 336 часов (бригада работает 28 дней по 12 часов).

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер = 60000 руб

Помощник бурового мастера = 50000 руб

Инженер по бурению = 52000 руб

Инженер по растворам = 52000 руб

Бурильщик 6 разряда = $140,53 \times 336 = 47218,08$ руб

Помощник бурильщика 6 разряда = $125,41 \times 336 = 42137,76$ руб

Электромонтёр 5 разряда = $95,36 \times 336 = 32040,96$ руб

Слесарь 5 разряда = $100,58 \times 336 = 33794,88$ руб

Лаборант = $60,83 \times 336 = 20438,88$ руб

Расчёт премии

Размер премии оставляет 30% от заработной платы по тарифу. Расчет премии производится по формуле:

$$П = зп \times 30\% \quad (14)$$

где, П – премия;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 60000 \times 30\% = 18000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 50000 \times 30\% = 15000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 52000 \times 30\% = 15600 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 52000 \times 30\% = 15600 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 47218,08 \times 30\% = 14165,4 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 6 разряда} = 42137,76 \times 30\% = 12641,3 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 32040,96 \times 30\% = 9612,3 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 33794,88 \times 30\% = 10138,5 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 20438,88 \times 30\% = 6131,6 \text{ руб}$$

Расчёт северной надбавки

Для Томской области в районах, приравненных к крайнему северу надбавка составляет 50%. Расчет производится по формуле:

$$C_{\text{над}} = \text{зп} \times 50\% \quad (15)$$

где, $C_{\text{над}}$ – северная надбавка;

зп – заработная плата по тарифу/фиксированная.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 60000 \times 50\% = 30000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 50000 \times 50\% = 25000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 52000 \times 50\% = 26000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 52000 \times 50\% = 26000 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 47218,08 \times 50\% = 23609,04 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Помощник бурильщика 6 разряда} &= 42137,76 \times 50\% \\ &= 21068,88 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 32040,96 \times 50\% = 16020,48 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 33794,88 \times 50\% = 16897,44 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 20438,88 \times 50\% = 10219,44 \text{ руб}$$

Сумма заработной платы с премией и северной надбавкой

Расчет производится по формуле:

$$ЗП_{\text{над+прем}} = С_{\text{над}} + П + зп \quad (16)$$

где, $ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой;

$С_{\text{над}}$ – северная надбавка;

$П$ – премия;

$зп$ – заработная плата по тарифу.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 60000 + 18000 + 30000 = 108000 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 50000 + 15000 + 25000 = 90000 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 52000 + 15600 + 26000 = 93600 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 52000 + 15600 + 26000 = 93600 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 47218,08 + 14165,4 + 23609,04 = 84993 \text{ руб}$$

$$\begin{aligned} \text{Помощник бурильщика 6 разряда} &= 42137,76 + 12641,4 + 21068,88 \\ &= 75848 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Электромонтёр 5 разряда} &= 32040,96 + 9612,3 + 16020,48 \\ &= 57674 \text{ руб} \end{aligned}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 33794,88 + 10138,5 + 16897,44 = 60831 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 20438,88 + 6131,6 + 10219,44 = 36790 \text{ руб}$$

Дополнительная заработная плата

Дополнительная заработная плата составляет 11% от заработной платы с премией и северной надбавкой, и находится по формуле:

$$ЗП_{\text{доп}} = ЗП_{\text{над+прем}} \times 11\% \quad (17)$$

где, $ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 108000 \times 11\% = 11880 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 90000 \times 11\% = 9900 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 93600 \times 11\% = 10296 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 93600 \times 11\% = 10296 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 84993 \times 11\% = 9349,2 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 6 разряда} = 75848 \times 11\% = 8343,3 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 57674 \times 11\% = 6344,1 \text{ руб}$$

Слесарь 5 разряда = $60831 \times 11\% = 6691,4$ руб

Лаборант = $36790 \times 11\% = 4046,9$ руб

Общая сумма заработной платы

Общая сумма заработной платы находится по формуле:

$$ЗП_{\text{общ}} = ЗП_{\text{доп}} + ЗП_{\text{над+прем}} \quad (18)$$

где, $ЗП_{\text{общ}}$ – общая сумма заработной платы;

$ЗП_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата;

$ЗП_{\text{над+прем}}$ – заработная плата с премией и северной надбавкой.

Подставляя значения в формулу получаем:

Буровой мастер = $108000 + 11880 = 119880$ руб

Помощник бурового мастера = $90000 + 9900 = 99900$ руб

Инженер по бурению = $93600 + 10296 = 103896$ руб

Инженер по растворам = $93600 + 10296 = 103896$ руб

Бурильщик 6 разряда = $84993 + 9349,2 = 94342$ руб

Помощник бурильщика 6 разряда = $75848 + 8343,3 = 84191$ руб

Электромонтёр 5 разряда = $57674 + 6344,1 = 64018$ руб

Слесарь 5 разряда = $60831 + 6691,4 = 67522$ руб

$$\text{Лаборант} = 36790 + 4046,9 = 40837 \text{ руб}$$

Отчисления на социальное страхование

Исходя из норм Налогового кодекса РФ, где прописаны тарифы страховых взносов, на социальные нужды необходимо перечислять 30 % от расходов на заработную плату. Отчисления определяется по формуле:

$$СС = ЗП_{\text{общ}} \times 30\% \quad (19)$$

где, СС – отчисление для социального страхования;

ЗП_{общ} – общая сумма заработной платы.

Подставляя значения в формулу получаем:

$$\text{Буровой мастер} = 119880 \times 30\% = 35964 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурового мастера} = 99900 \times 30\% = 29970 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по бурению} = 103896 \times 30\% = 31169 \text{ руб}$$

$$\text{Инженер по растворам} = 103896 \times 30\% = 31169 \text{ руб}$$

$$\text{Бурильщик 6 разряда} = 94342 \times 30\% = 28302 \text{ руб}$$

$$\text{Помощник бурильщика 6 разряда} = 84191 \times 30\% = 25257 \text{ руб}$$

$$\text{Электромонтёр 5 разряда} = 64018 \times 30\% = 19205 \text{ руб}$$

$$\text{Слесарь 5 разряда} = 67522 \times 30\% = 20256 \text{ руб}$$

$$\text{Лаборант} = 40837 \times 30\% = 12251 \text{ руб}$$

4.4 Корректировка сметной стоимости строительства скважины

4.4.1 Определение проектной продолжительности бурения и крепления скважины

Проектная продолжительность $T_{\text{пр}}$, ч определяется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = T_{\text{н}} * k \quad (20)$$

где $T_{\text{н}}$, - проектная продолжительность строительства скважины, ч;

k – поправочный коэффициент.

$$k = 1 + \frac{\Delta t}{t_{\text{пр}} + t_{\text{кр}} + t_{\text{всп}} + t_{\text{р}}} \quad (21)$$

где Δt – затраты времени, обусловленные остановками и авариями, не зависящими от исполнителей работ, в среднем за 2 года, ч;

$t_{\text{пр}}$, $t_{\text{кр}}$, $t_{\text{всп}}$, $t_{\text{р}}$ – соответственно, затраты времени на проходку, крепление, проведение вспомогательных и ремонтных работ, в среднем за 2 года.

После этого определяется сметная стоимость строительства скважины с учетом проектной продолжительности бурения. Сметный расчет на бурение и крепление приведены в приложении Д.

Таблица 33 – Продолжительности бурения и крепления скважин

Вид работ	Продолжительность		
	нормативная, час	проектная	
		час	сутки
Бурение:			
направление	1,3	2,1	0,09
кондуктор	14,1	16,3	0,68
эксплуатационная колонна	79,55	84,5	3,52
Крепление:			
направление	3,2	3,5	0,15
кондуктор	14,6	16,1	0,67
эксплуатационная колонна	34,8	38,8	1,61
Итого	147,5	161,3	6,72

4.4.2 Расчет технико-экономических показателей

После составления нормативной карты рассчитываются следующие нормативные технико-экономические показатели проводки скважины:

а) механическая скорость V_M , м/ч

$$V_M = H/T_M \quad (22)$$

где H – глубина скважины, м;

T_M – время механического бурения, ч.

б) рейсовая скорость V_p , м/ч

$$V_p = H/(T_M + T_{\text{спо}}) \quad (23)$$

где $T_{\text{спо}}$ – время спускоподъемных операций, ч.

в) коммерческая скорость V_K , м/ч

$$V_K = (H * 720)/T_h \quad (24)$$

где T_h – нормативная продолжительность бурения скважин, ч.

г) проходка на долото h_d , м

$$h_d = H/p \quad (25)$$

где p – количество долот.

Себестоимость одного метра строительства скважины:

$$C_{c1m} = (C_{cm} - P_n)/H \quad (26)$$

где C_{cm} – сметная стоимость строительства скважины, руб;

P_n – плановые накопления, руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 34.

Таблица 34 – Нормативные технико-экономические показатели бурения скважины.

Показатели	Величина
Глубина скважины, м	2590
Продолжительность бурения, сут.	4,29
Механическая скорость, м/ч	28,12
Рейсовая скорость, м/ч	19,09
Коммерческая скорость, м/ст.-мес.	9268
Проходка на долото, м	1451,1
Стоимость 1 метра, руб	106256

Затраты на строительство скважины определяют составлением сметно-финансовых расчетов. Эти расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР), которые для эксплуатационных скважин определяются СНиП IV-5-82 Сборник 49. Данный документ имеет три части, так в части 1 представлены расценки на подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин, в части 2 – на строительные и монтажные работы, в части 3 – на бурение и испытание на продуктивность скважин.

Для перевода цен 2001 года, в которых производится расчет согласно СНиП IV-5-82, используется индекс изменения сметной стоимости, устанавливаемый «Координационным центром по ценообразованию и сметному нормированию в строительстве» составляет на 2021 год 8,21 [7].

4.5 Финансовые затраты на для реализации проекта

Таблица 35 - Сводный сметный расчет всех затрат

Наименование затрат	Стоимость, руб.
1	2
Глава 1	
Подготовительные работы к строительству скважины:	
Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и т.д.	75963
Разработка трубопроводов линий передач и др.	10670
Техническая рекультивация земель	18963
Итого:	105596
Глава 2	
Строительство и разработка вышки и привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования и установки для испытания скважины:	
Строительство и монтаж без транспортировки рабочих	182263
Разборка и демонтаж	10860
Монтаж установки для освоения скважины	15693
Демонтаж установки для освоения скважины	2570
Итого:	211386

Продолжение таблицы 35

1	2
Глава 3	
Бурение и крепление скважины:	
Бурение скважины	322480
Крепление скважины	108223
Итого:	430704
Глава 4	
Испытание скважины на продуктивность:	
Испытание в процессе бурения	50283
Испытание скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	40563
Итого:	90846
Глава 5	
Промыслово-геофизические исследования:	
Промыслово-геофизические исследования (10,2 % от суммы глав 3-4)	17412
Итого:	17412
Глава 6	
Дополнительные затраты на строительство скважин в зимний период:	
Подготовительные работы к строительству скважины (6,42 % от суммы главы 2)	9829
Эксплуатация котельной	31280
Итого:	41109
Итого по главам 1-6:	898092
Глава 7	
Накладные расходы	
Накладные расходы на итог глав 1- 6 без геофизических работ (16,4 % от суммы глав 1-6)	68292
Итого:	68292

Продолжение таблицы 35

1	2
Глава 8	
Плановые накопления на итог прямых затрат по главам 1-7 (8 % от суммы глав 1-7)	38776
Итого:	38776
Глава 9	
Прочие работы и затраты:	
Выплата премий (4,6 % от суммы глав 1-8); Выплаты за работу в районах крайнего севера (2,9 % от суммы глав 1-8); Выплаты за подвижной характер работы (1,8 % от суммы глав 1-8); Лабораторные работы (0,15 % от суммы глав 3-4)	46237
	29 150
	18 093
	784
Итого:	94264
Итого по главам 1-9:	1099424
Глава 10	
Авторский надзор (0,2 % от суммы глав 1-9)	2198,8
Итого:	2198,8
Глава 11	
Проектные и исследовательские работы	
Изыскательские работы	23645
Проектные работы	10851
Итого:	34496
Глава 12	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты	
Резерв средств на непредвиденные работы и затраты (5 % от суммы глав 1-11)	56806
Итого:	56806
Итого по сводному сметному расчету	1191728
Всего с учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.	9784087

Вывод по разделу

Выполняя данный раздел можно сделать вывод о том, что данный проект на строительство скважины глубиной 2590 метров является финансово целесообразным.

Продолжительность бурения и крепления составило 15,44 суток. Общие затраты составили 10562568,3 руб. с учётом выплат заработной платы работникам, а также затрат на крепление и строительства скважины и прочих работ, которые указаны в таблице 35.

На момент написания работы цена на нефть марки Brent – 73,10 доллара США за баррель, а стоимость доллара США – 71,98 рублей РФ. Свободный дебит проектируемой скважины 100-3000 м³/сут, из этого можно сделать вывод о том, что данная скважина с максимальным дебитом и в случае удержания цены на нефть окупится через 1,15 дней.

Расчёт окупаемости скважины:

3.1.1.1. перевод м³ в баррель:

$$300\text{м}^3 \approx 2596 \text{ баррель}$$

3.1.1.2. определение стоимость полученной нефти за сутки:

$$\begin{aligned} 2596 \text{ баррель} * 71,98 \text{ доллар США} &= 186860,08 \text{ доллар США} \\ &= 13450188,6 \text{ рублей РФ} \end{aligned}$$

3.1.1.3. определение количества дней за которое окупится скважина:

$$\frac{10562568,3}{13450188,6} = 0,79 \text{ дней}$$

5 Социальная ответственность

Производственные объекты нефтяной промышленности является одними из самых опасных видов деятельности. В первую очередь это связано с тем что производство представляет опасность для здоровья человека, а также представляет опасность для окружающей среды. Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где нарушение любого технологического процесса может привести нарушениям экологической обстановки, поэтому большое внимание уделяется вопросам безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Буровая установка является сооружением повышенной опасности и согласно приложению к Федеральному закону от 21.07.97 № 116 ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» относится к опасным производственным объектам.

Производство повышенной опасности должно осуществляться в соответствии с инструкциями, устанавливающими требования к организации и безопасному проведению таких работ, утвержденными техническим руководителем предприятия.

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли. Организация труда на нефтяном месторождении предусматривает применение вахтового метода работы.

Режим труда и отдыха при работе вахтовым методом регламентируется статьёй 301 Трудового Кодекса Российской Федерации (далее - ТК РФ). К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники младше восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до 3-х лет, а так же лица, имеющие

противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленным федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Режим труда и отдыха на проектируемом объекте регламентируется ТК РФ. Работа в ночное время регламентируется статьёй 96 ТК РФ. Ночное время – время с 22 часов до 6 часов. Продолжительность работы (смены) в ночное время сокращается на один час без последующей отработки.

Особенности регулирования труда лиц, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям регламентируется главой 50 ТК РФ.

Работникам, работающим в холодное время года на воздухе в соответствии статьёй 109 ТК РФ, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время.

Государством предусмотрены льготы и компенсации для работников, занятых на вредных производствах, указанные в законе РФ от 28.12.2013 № 426 « О специальной оценке условий труда».

Компенсация за вредные условия труда и её размер устанавливается на основании статей ТК РФ, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Правильное моделирование производственных ситуаций, направленное на снижение влияния опасных и вредных факторов в процессе бурения, позволиткратно улучшить условия труда в буровой отрасли.

5.1.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

К самостоятельному выполнению работ по бурению скважин допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медицинский осмотр в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед

допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку в течение 2-14 смен (в зависимости от характера работы, квалификации работника) под руководством специально назначенного лица.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами, бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винил кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;
- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [18].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

5.2 Производственная безопасность

Производственная безопасность — система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих вероятность воздействия на работающих опасных травмирующих производственных факторов, возникающих в рабочей зоне в процессе трудовой деятельности.

Опасные и вредные факторы при строительстве нефтяной скважины:

Вредные факторы:

- повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны в условиях местности приравненной к районам крайнего севера;
- повышенный уровень шума;
- повышенный уровень вибрации;
- недостаточное освещение рабочей зоны;
- повышенная запыленность и загазованность;
- повреждения в результате контакта с насекомыми;
- необходимые средства защиты от вредных факторов.

Опасные факторы:

- движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;
- поражение электрическим током;
- возникновение пожаров;
- необходимые средства защиты от опасных факторов

5.2.1 Характеристика вредных факторов изучаемой производственной среды

Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 "Шум. Общие требования безопасности" [3].

Для защиты работников от воздействия шума используют индивидуальные и коллективные средства защиты. К коллективным индивидуальным относятся звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [12].

Индивидуальные средства защиты:

- противошумные наушники, закрывающие ушную раковину снаружи;
- противошумные вкладыши, перекрывающие наружный слуховой проход или прилегающие к нему;
- противошумные шлемы и каски;

- противошумные костюмы.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [9].

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные 10 минутные перерывы после каждого часа работы в обогреваемых помещениях, которые включаются в рабочее время. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещения для обогрева и отдыха работников [14].

В комплект средств индивидуальной защиты от температуры окружающей среды включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь, так же должен выдаваться специальный крем для защиты открытых участков кожи. Теплоизоляционные показатели комплекта СИЗ должны соответствовать физической активности человека и метеорологическим условиям, в которых предполагается его использование. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из

пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [11].

Повышенный уровень вибрации

По способу передачи вибрации на тело человека выделяют локальную и на общую. Общая вибрация передается через опорные поверхности на тело сидящего или стоящего человека. Локальная вибрация, возникает при работе с ручным механизированным инструментом. [8]

От воздействия вибрации в первую очередь страдает нервная система и анализаторы: вестибулярный, зрительный, тактильный. У рабочих вибрационных профессий отмечены головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания, вестибуловегетивная неустойчивость. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни [13].

Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь и прокладки из пластмасс, резины. Крайне необходимой мерой для уменьшения опасного действия вибрации на организм является медицинское наблюдение, лечебно-профилактические мероприятия, и конечно, правильная организация труда и отдыха [14].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Количество вредных веществ содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [4]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Недостаточное освещение рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений» [18]. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

В соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности [15] светильники буровых установок должны обеспечивать освещенность:

- роторного стола - 100 лк;
- пути движения талевого блока - 30 лк;
- помещения вышечного и насосного блоков - 75 лк;
- превенторной установки - 75 лк;
- лестниц, маршей, сходов, приемного моста - 10 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи,

комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [24].

5.2.2 Характеристика опасных факторов изучаемой производственной среды

Пожаробезопасность

В процессе бурения скважин пожары возникают по следующим причинам:

- взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.);
- в результате газонефтеводопроявления (ГНВП);
- курение в неположенном месте;
- нарушение порядка хранения пожароопасных материалов;
- нарушение правил эксплуатации электрического оборудования;
- применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать:

- огнетушитель пенный - 2 шт;
- лопата - 2 шт;
- багор - 2 шт;
- топор - 2 шт;
- ведро - 2 шт;
- ящик с песком - 1 шт;
- кошма 2×2 м - 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

С целью снижения вероятности поражения рабочих электрическим током необходимо проводить следующие мероприятия:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [20], «Межотраслевые правила по ОТ при эксплуатации электроустановок» [21].

- применения защитного заземления буровой установки;
- применение блокировочных устройств;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда [7].

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте. Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);

- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
- пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения[4,14].

5.3 Экологическая безопасность

На сегодняшний день нефтяная промышленность является одной из самых наиболее загрязняющих экологию отраслей. Это связано с тем, что все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки. Именно поэтому необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды [16].

5.3.1 Атмосфера

Загрязнение атмосферы при бурении скважин в первую очередь происходит за счет использования дизельных установок. Также источником загрязнения атмосферы могут явиться выбросы при нефте- и газопроявлениях, сжигании углеводородов на факельных установках в процессе очистки призабойной зоны пласта, при работе котельных установок на буровых. Для защиты атмосферы следует, в большем количестве использовать электрические приводы, не допускать нефте- и газопроявления, а в случае возникновения в ближайшее время ликвидировать. С целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилегающих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое» [22].

5.3.2 Гидросфера

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

Для защиты грунтовых вод следует выполнение следующих мероприятий:

- сокращение объемов отработанного бурового раствора за счет применения циркуляционной системы очистки бурового раствора от выбуренной породы. Циркуляционная система очистки раствора от шлама четырех ступенчатая: вибросито, пескоотделитель, илоотделитель, центрифуга;
- для химической обработки промывочной жидкости используются высокоэффективные реагенты с определенными санитарно-технологическими характеристиками, обладающими способностью снижать токсичность отходов бурения;
- применение непроницаемого накопителя для сбора отходов бурения.

5.3.3 Литосфера

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

При бурении и креплении скважины должны выполняться следующие мероприятия с целью предотвращения загрязнения литосферы:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся вовремя СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар;
- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров [16].

После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли [17].

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76 [23]

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация — это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие смерти, а также ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Возможные чрезвычайные ситуации при строительстве скважин:

- Лесные пожары
- Газонефтеводопроявления (ГНВП)
- Взрывы ГСМ
- Разрушение буровой установки

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Основными причинами возникновения ГНВП являются:

- недостаточная плотность бурового раствора, вследствие, ошибки при составлении плана работ или несоблюдении рекомендуемых параметров промывочной жидкости буровой бригадой;
- недолив скважины при спуско-подъемных операциях;
- поглощение жидкости, находящейся в скважине;
- уменьшение плотности жидкости при длительных остановках за счет поступления газа из пласта;
- длительные остановки скважины без промывки.

Для предупреждения ГНВП в процессе бурения, кроме утяжеления глинистого раствора и герметизации устья скважины, необходимо выполнить следующие основные мероприятия. Не вскрывать пласты, которые могут вызвать проявления, без предварительного спуска колонны обсадных труб, предусмотренных ГТН.

Вывод

К вопросам производственной и экологической безопасности следует подходить с полной ответственностью, так как не соблюдение данных норм может привести не только к ухудшению жизни и здоровья людей, а также серьезным экологическим последствиям, которые могут повлечь гибель людей.

Каждый сотрудник производства должен не только соблюдать все правила и нормы, а главное понимать всю серьезность возможных последствий для себя и окружающей среды. Уметь и правильно применять средства индивидуальной и коллективной защиты

Заключение

При выполнении данной выпускной квалификационной работы были разработаны оптимальные технологические решения для строительства вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 м на месторождении Томской области. Спроектированные технологические решения отвечают требованиям производственной и экологической безопасности.

Анализ горно-геологических условий бурения позволил спроектировать конструкцию скважины, состоящую из направления, кондуктора, технической и эксплуатационной колонн. В связи с высокими пластовыми давлениями проектируется спуск технической колонны. При этом была выбрана колонная головка клиньевого типа.

Для эффективного строительства скважины данной конструкции были спроектированы способы, параметры режима бурения, подобраны и рассчитаны на прочность компоновки бурильной колонны. Исходя из опыта строительства скважин в данном регионе, а также из крепости пород, для бурения под направление выбрано шарошечное долото. Для бурения под кондуктор и эксплуатационную колонны выбраны PDC долота. Сохранность вертикальности ствола скважины обеспечивается наличием УБТ.

Разработка гидравлической программы промывки позволила подобрать оптимальные режимы работы буровых насосов, типы, компонентный состав и параметры бурового раствора. Следует отметить, что в связи с возможными осложнениями при бурении под данные интервалы был спроектирован полимер-глинистый буровой раствор. При бурении под эксплуатационную колонну был спроектирован биополимерный буровой раствор, который в связи с отсутствием в нем глинистой составляющей эффективно применяется при вскрытии продуктивного пласта, сохраняя при правильном применении естественную проницаемость выше 85 %.

Задача увеличения выноса керна решалась за счет применения бурильной головки PDC и сборки трех секций керноотборного снаряда для отбора керна за один рейс.

Расчет обсадных колонн на прочность позволил подобрать оптимальные характеристики обсадных колонн. Причем чтобы обеспечить прочность на смятие или на критические давления эксплуатационная колонна спроектирована двухсекционной с группой прочности Е. В силу требуемого увеличения герметичности были выбраны трубы ОТТГ.

Для повышения качества крепления скважины была спроектирована оптимальная технологическая оснастка обсадных колонн. Для цементирования эксплуатационной колонны был выбран одноступенчатый способ. Подобраны рецептуры жидкостей цементирования. Следует отметить, что в качестве буферной жидкости используются два состава для улучшения смыва глинистой корки. В связи с уменьшением стоимости проекта для цементирования скважины был выбран отечественный флот.

Вторичное вскрытие осуществляется с помощью кумулятивной перфорации. Для проведения испытания скважины спроектирован пластоиспытатель, спускаемый на трубах **КИИ-95/146**.

Для строительства и эксплуатации скважины, исходя из пластовых давлений, было выбрано следующее устьевое оборудование: ОКК2-35-178x245x324 К1 ХЛ, ОП5-350/80x35, АФ2-80/65x35.

Для проведения работ выбрана буровая установка МБУ – ZJ 30, соответствующая допустимой максимальной грузоподъемности.

Более подробно рассмотрено применение циркуляционных переводников при строительстве нефтяных и газовых скважин. Анализ сортамента разных производителей позволил выявить их положительные и отрицательные стороны, а также выделить наиболее эффективные модификации.

Работа выполнена с учетом действующих Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, инструкций и регламентов в области строительства скважин. В работе приняты современные технологические решения, позволяющие достигнуть оптимальных технико-экономических показателей при строительстве скважины, с учетом промышленной и экологической безопасности.

Список литературы

1. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
2. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
3. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
4. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
5. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
6. ГОСТ 12.2.062-81. ССБТ. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные (с Изменением N 1). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
7. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
8. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
9. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

10. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
11. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс].
12. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
13. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
14. Назаренко О.Б. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.
15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
16. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс].
17. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин
18. Инструкция по охране труда рабочих при бурение скважин. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: businessforecast.by (дата обращения 05.05.2017 г.).
19. ГОСТ Р 55710-2013 ССБТ. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).

20. Правила устройства электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
21. ПОТ Р М-016-2001 Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
22. ГОСТ 13862-90 Оборудование противовыбросовое. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
23. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
24. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 05.05.2017 г.).
25. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.
26. В. Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: Справочные: В 2-х т. – М.: Недра, 2000. – Т.1.
27. Ф.Д. Балденко Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа И.М. Губкина, 2012. – 428с.
28. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.
29. Буровые растворы на углеводородной основе [Электронный ресурс] Консист – А. Официальный сайт. Режим доступа: <http://www.consit.ru/stati/st-organobentonit/burovye-rastvory-na-uglevodorodnoj->

osnove (дата обращения: 06.05.2017)

30. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.

31. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.-456с

Приложение А. Геологические условия бурения

Таблица А.1 – Физико-механические свойства горных пород по
разрезу

Название	Интервал		Горная порода	Категория пород	Плотность кг/м ³	Карбонатность, %	Глинистость, %	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Коэф. Пуассона
	от	до								
Четвертичные отложения	0	125	пески супес и суглинки глины	Мягкая	2,1-2,3	-	-	-	-	0,000
Журавская свита	125	140	глины пески	Мягкая	2,1-2,3	-	-	-	-	0,000
Новомихайловская свита	140	240	глины пески	Мягкая	2,1-2,32	-	-	-	-	0,000
Атлымская свита	240	350	пески прослои бурые глины	Мягкая	2,1-2,3	-	-	-	-	0,000
Чеганская свита	350	390	глины алевролиты	Мягкая	2,3-2,3	-	-	-	-	0,000
Люлинворская свита	390	560	глины опоки	Мягкая	2,3-2,35	-	-	-	-	0,606
Талицкая свита	560	655	глины алевролиты	Мягкая	2,3-2,3	-	-	-	-	0,255
Ганькинская свита	655	790	глины	Мягкая	2,32-2,32	-	-	-	-	0,258
Березовская свита	790	900	глины опоки	Мягкая	2,35-2,35	-	-	-	-	0,262
Кузнецовская свита	900	935	глины известняк	Мягкая	2,35-2,35	-	-	-	-	0,265
Покурская свита	935	1630	глины пески алевролиты	Мягкая +Средняя	2,15-2,35	0-15	20	29	0-1,0	0,266

Продолжение таблицы А.1

Алымская свита	1630	1680	аргиллиты	Средняя	2,1-2,3	2-8	7-19	26	0-0,282	0,284
Вартовская свита	1680	2050	пески слюдистые песчаники	Средняя	2,1-2,3	2-8	7-19	26-28	0-0,844	0,286
Мегионская свита	2050	2315	аргиллиты, песчаники	Средняя	2,1-2,3	2-8	7-19	24-26	0-0,490	0,295
Баженовская свита	2315	2350	аргиллиты, песчаники, алевролиты	Средняя	2,4-2,4	0-10	7-19	0-0	0-0	0,304
Георгиевская свита	2350	2360	аргиллиты	Средняя	2,4-2,4	0-6	7-19	0-0	0-0	0,304
Васюганская свита	2360	2595	аргиллиты, песчаники	Средняя	2,18- 2,4	0-10	7-19	0-20	0-0,2	0,304

Таблица А.2 – Литологическая характеристика разреза скважины

Глубина залегания, м От до	Горная порода	Описание горной породы
0 1674	Глины, песчаники, алевролиты	Чередование песков, глин, песчаников, алевролитов, глинистых известняков.
1674 1745	Аргиллиты, алевролиты, песчаники	Алевролиты серые, плотные, песчаники мелкозернистые, рыхлые, алевролиты серые, слюдистые. Аргиллиты серые, слюдистые, песчаники т/серые, мелкозернистые, алевролиты серые крепкие, м/з.
1745 2164	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	
2164 2500	Песчаники, алевролиты, аргиллиты	Песчаники серые, крепкие, р/з, кварцевые, с прослоями алевролитов серых, плотных. Аргиллиты серые, алевролитистые, с включениями растительного детрита

Таблица А.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу

скважины

Индекс стратигра- фического подразде- ления	Интервал , м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницае- мость, Д	Глини- стость, %	Карбон- ат- ность, %	Твер- дость, МПа	Коэфф- и- циент пласти- чности	Категор- ия абразив- ности	Категория породы по промыслов- ой классифика- ции (мягкая, средняя)
	от (верх)	до (низ)										
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q – N1	0	50	Пески Суглинки	1900 2000	35 10	0,6 -	7 60	1-2 -	-	1,1 – 4,5	I – II	M
P3 tr – P1 tl	50	810	Песчани- ки Алевро- литы Глины	1900 2000 2200	35 25 10	0,5 0,05 0,001	10 30 90	2 2,2 2,2	-	1,1 – 4,5	II	M, MC
P1-K2 gn – K2 uv	810	1380	Глины Алевро- литы Песчани- ки	2200 2100 2300	15-25 20-35 8	0,005 0,05 До 1,0	90 20 7	2 3 2	-	1,1 – 6	II – IV	MC
K2-1 hm – K1-J3 bg	1380	2777	Алевро- литы Песчани- ки Пески	2100 2400 2300	До 18 До 25 20	0,01 до 1 0,5	25 10 5	3 2 2	-	1,1 – 4,5	II – IV	MC
K1-J3 bg	2777	2800	Аргилли- ты	2600	2	непрони- цающ.	95	До 5	-	1,1 – 4,5	III	C
J3-2 ab	2800	2820	Аргилли- ты	2600	2,5	До 1	97	5	-	1,1 – 4,5	III	C
J2 tm	2820	3140	Аргилли- ты Алевро- литы Песчани- ки	2600 2200 2200	15 До 15	непрони- цающ. 0,05 До 1	100 20 10	7 3 4	-	1,1 – 4,5	IV-VIII	C
J2-J1 gr	3140	3210	Аргилли- ты Песчани- ки	2600 2300	- До 13	непрони- цающ. До 1	100 10	4 4	-	1,1 – 4,5	VI – VIII	C

Продолжение таблицы А.3

К.В.- Pz	3210	3220	Глины	2300	5	0,001	90	1-2	-	1,1 – 4,5	VII – VIII	С
			Песчаники	2200	20-25	0,05-	5	1-2				
			Алевриты	2300	10-15	0,2 0,03	13	3-5				

Таблица А.4 – Осложнения при бурении

Индекс стратиграфиче- ского подразделения	Интервал		Условия возникновения	Характер проявления	Мероприятия по предупреждению осложнений
	от	до			
Меловая	935	1820	Сужение ствола скважины	увеличение глинистой корки, разбухание глин	соответствие плотности бурового раствора
Меловая	935	1820	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проверка ходимости компоновки
Меловая	1820	2280	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проработка ствола скважины
Юрская	2280	2600	Заклинка бурильной компоновки	в проницаемых пластах	Проработка ствола скважины

Приложение Б

Потребное количество бурового раствора

Таблица Б.1 – Потребное количество бурового раствора под интервал 0–2590 м

Направление Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний \varnothing предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
0	140	140	393,7	-	1,3	22,2
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,5
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 14,2
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 0,6
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₁ = 67,2
Объем раствора к приготовлению:						V_{бр} = 82,4
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев1} = 33,6
Кондуктор Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний \varnothing предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
140	790	650	295,3	303,7	1,28	67,1
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 1,6
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 36,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 2,9
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₂ = 112,1
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 153,4
Объем раствора к приготовлению:						V_{2'} = 167,8
Рекомендуемый объем раствора для перевода на следующий интервал						V _{перев2} = 56,1
Экспл. колонна Интервал бурения, м.		Длина интервала, м.	Диаметр долота под интервал, мм.	Внутренний \varnothing предыдущей обсадной колонны, мм.	k _{каверн.}	Объем скважины в конце интервала, м ³ .
от	до					
790	2590	1800	215,9	224,5	1,22	111,7
Расчетные потери бурового раствора при фильтрации						V _{фил} = 0,3
Расчетные потери бурового раствора при очистке						V _{пот} = 51,7
Расчетные потери бурового раствора при наращивании и СПО						V _{спо} = 8,8
Объем раствора в конце бурения интервала						V ₃ = 228,3
Общая потребность бурового раствора на интервале:						V_{бр} = 289,1
Объем раствора к приготовлению:						V_{3'} = 278,9

Приложение В

Сводный сметный расчет прямых затрат на строительство скважины

Таблица В.1 – Сводный сметный расчет с индексом удорожания.

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 2001 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего,руб
1	2	3	4
1	ые работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	78 997	16 131 187
1.2	Техническая рекультивация	12 364	2 524 729
1.3	Разборка трубопроводов, линий передач и пр.	2 295	468 639
	Итого по главе 1	93 656	19 124 555
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		
2.1	Строительство и монтаж	177 994	36 346 375
2.2	Разборка и демонтаж	11 351	2 317 874
2.3	Монтаж оборудования для испытания	13 905	2 839 401
2.4	Демонтаж оборудования для испытания	1 674	341 831
	Итого по главе 2	204 924	41 845 481
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	97 290	19 866 618
3.2	Крепление скважины	157 147	32 089 309
	Итого по главе 3	254 436	51 955 927
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	14 0337	2 866 355
4.2	Консервация скважины	6 872	1 403 262
4.3	Ликвидация скважины	8 080	1 649 936
	Итого по главе 4	28 989	5 919 554
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	31176	6 366 302



Продолжение таблицы В.1

	Итого по главе 5	31176	6 366 302
6	Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	16 132	3 292 381,9
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	11 943	2 438 801,4
6.3	Эксплуатация котельной установки	30 610	6 250 562
	Итого по главе 6	58 677	11 981 745
	ИТОГО прямых затрат	671 859	137 193 565
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	167 965	34 298 391
	Итого по главе 7	167 965	34 298 391
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	67 186	13 719 356
	Итого по главе 8	67 186	13 719 356
	ИТОГО по главам 1-8	907 009	185 211 313
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	249 669,2	5 153 925
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	44 843,94	1 026 909
9.3	Северные надбавки 2,98%	30 371,6	5 773 946
9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000
9.5	Изготовление керновых ящиков	-	22 086
9.6	Авиатранспорт	-	3 975 300
9.7	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000
9.8	Бурение скважины на воду	-	870 600
9.9	Перевозка вахт до г. Тюмень	-	112 000
9.10	Услуги связи на период строительства скважины	-	25 300
	Итого прочих работ и затрат	392 915	31 296 067
	ИТОГО по гл 1-9	1 299 924	216 507 380

Продолжение таблицы Г. 1

10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 814	370 423
	Итого по главе 10	1 814	370 423
11	Глава 11		
11.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	64 113,5	10 645 125
	Итого по главе 11	64 113,5	10 645 125
	ИТОГО	1 365 852	227 522 927
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	227 522 927	
	НДС	40 954 127	
	ВСЕГО с учетом НДС	268 477 054	

на бурение вертикальной разведочной скважины глубиной 2590 м

	- песок		- алевролиты
	- глина		- аргиллиты

[illegible]

Приложение Д

Сметная стоимость строительства скважины

Таблица Д.1 – Сметный расчет на бурение скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготовительные работы		Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	214,16	4	856,64	-	-	-	-	-	-
Социальные отчисления, 30%			-	256,99	-	-	-	-	-	-
Сдельная з/п буровой бригады	сут	229,96	-	-	0,03	6,90	1,28	294,35	3,44	791,06
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	2,07	-	88,3	-	237,32
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4	46,4	0,03	0,35	1,28	14,85	3,44	39,9

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Социальные отчисления, 30%			-	13,9 2	-	0,1	-	4,45	-	11,97
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4	-	-	0,03	0,43	1,28	18,43	3,44	49,54
Социальные отчисления, 30%			-	-	-	0,13	-	5,53	-	14,86
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4	1011 ,44	0,03	7,59	1,28	323,6 6	3,44	869,84
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скважины.испытателем пластов	сут	1433,0 0	4	5732	0,03	42,9 9	1,28	1834, 24	3,44	4929,52
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4	615	-	-	-	-	-	-
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,60	-	-	-	-	1,28	287,4 9	3,44	772,62
Прокат ВЗД	сут	19,46	3	58,3 8	-	-	-	-	-	-
Прокат ВЗД	сут	92,66	-	-	-	-	1,28	118,6 0	3,44	318,75
Прокат ВЗД при наличии станков до 10 и пребывании на забое до 25 %	сут	240,95	-	-	-	-	-	-	3,44	828,87

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	4	35,6	0,03	0,27	1,28	11,39	3,44	30,62
Содержани	сут	22,86	-	-	0,03	0,69	1,28	29,26	3,44	78,64
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	45,54	4	182,16	-	-	-	-	-	-
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	107,93	-	-	0,03	3,24	1,28	138,15	3,44	371,28
Эксплуатация трактора	сут	177,6	4	710,40	0,03	5,33	1,28	227,33	3,44	610,94
Автомобильный спецтранспорт	сут	100,4	4	401,60	0,03	3,01	1,28	128,51	3,44	345,38
Амортизация кухонно-столовой	сут	5,53	4	22,12	0,03	0,17	1,28	7,08	3,44	19,02
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	194,12	4	776,48	0,03	5,82	1,28	248,47	3,44	667,77
Глинопорошок	т	95	-	-	3,5	332,5	1,09	103,6	1,12	106,4
Каустическая сода	т	875,2	-	-	0,06	49,89	0,11	95,4	0,13	112,03
Кальцинированная сода	т	695,7	-	-	0,06	39,65	0,11	75,83	0,32	223,32
РАС NV	т	1204,9	-	-	-	-	0,43	518,11	-	-
Лубрекс	т	2596,3	-	-	-	-	0,55	1425,37	6,4	16616,32
Рас LV	т	1451,3	-	-	-	-	0,01	18,87	-	-
drilling detergent	т	22896,1	-	-	-	-	0,06	1305,08	-	-
Барит	т	1680,3	-	-	7,3	12266,19	13,7	23020,11	16,03	26935,21

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ЕfSil	т	5693,4	-	-	-	-	-	-	25,6	145751,04
APR	т	0,27	-	-	-	-	-	-	0,13	0,03
Ксантановая смола Xantan Gum	т	1,1	-	-	-	-	-	-	1,11	1,22
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68	-	-	-	-	11,20	186,82	18	300,24
Транспортировка материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08	-	-	27,53	552,8	32,84	659,43	20,5	411,64
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортных расходов	руб	-	-	10721,23	-	13326,00	-	31381,11	-	204485,21
Затраты зависящие от объема работ										
393,7 GRD111	шт	522,4	-	-	1	522,41	-	-	-	-
У5-295,3 ST-6МС	шт	3754,3	-	-	-	-	1	3754,3	-	-
У8-215,9/100 SCD-4С	шт	4734,4	-	-	-	-	-	-	-	-
У6-215.9 STD-5С	шт	5696,6	-	-	-	-	-	-	2	11393,2
К - 295 мс	шт	495,4	-	-	-	-	1	495,4	-	-
5КС - 215 ст	шт	458,9	-	-	-	-	-	-	1	458,9
Транспортировка труб	т	428,9	-	-	18,4	7891,76	24,8	10636,72	60,9	26120,01
Транспортировка долот	т	6,61	-	-	1	6,61	2	13,22	1	6,61
Перевозка вахт автотранспортом	руб	1268								

Продолжение таблицы Д.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт	руб	-	-	-	-	8420,78	-	14899,64	-	37978,72
Всего затрат без учета транспортировки вахт	руб	-	-	10721,23	-	21746,78	-	46280,75	-	242463,93
Всего по сметному расчету, руб	322480,69									
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.	2647566,445									

Таблица Д.2 – Сметный расчет на крепление скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		Эксплуатационная колонна	
			количество	сумма	количество	сумма	количество	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	214,2	0,8	175,6	1,8	381,2	2,3	484
Социальные отчисления, 30%		-	-	52,7	-	114,4	-	145,2
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,8	9,5	1,8	20,6	2,3	26,2
Социальные отчисления, 30%		-	-	2,9	-	6,2	-	7,9
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	22,2	0,8	18,2	1,8	39,4	2,3	50,1
Содержание бурового оборудования (до 15 станков, экспл. бурение)	сут	252,9	0,8	207,3	1,8	450,1	2,3	571,5
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433,0	0,8	1175,1	1,8	2550,7	2,3	3238,6

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,8	343,9	1,8	746,5	2,3	947,8
Плата за подключенную мощность	сут	138,9	0,8	113,9	1,8	247,2	2,3	313,9
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,8	0,8	82,7	1,8	179,5	2,3	227,9
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,8	7,3	1,8	15,8	2,3	20,1
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,8	82,3	1,8	178,7	2,3	226,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,3	0,8	138,8	1,8	301,3	2,3	382,6
Эксплуатация бульдозера	сут	148,3	0,8	121,6	1,8	264	2,3	335,2
Эксплуатация трактора	сут	177,6	0,8	145,6	1,8	316,1	2,3	401,4
Транспортировка оборудования устья скважины	т	8,2	6	49,3	21	172,4	5	41,1
БКП-324 «Удол»	шт	100,5	1	100,5	-	-	-	-
БКП-245 «Удол»	шт	85,5	-	-	1	85,5	-	-
БКП-168 «Удол»	шт	45,5	-	-	-	-	1	45,5
ЦЦ2-324/394 «Удол»	шт	31,1	3	93,3	-	-	-	-
ЦПН 245/295 «Удол»	шт	25,6	-	-	18	460,8	-	-
ЦПЦ 168/216 «Удол»	шт	14,8	-	-	-	-	81	1198,8
ЦКОД-324 «Удол»	шт	133,4	1	133,4	-	-	-	-
ЦКОД-245 «Удол»	шт	126,6	-	-	1	126,6	-	-
ЦКОД-168 «Удол»	шт	108,1	-	-	-	-	1	108,1

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
ПРП-Ц-В 324 «Нефтемаш»	шт	80,5	1	80,5	-	-	-	-
ПРП-Ц-В 245 «Нефтемаш»	шт	59,2	-	-	1	59,2	-	-
ПВЦ 168 «Удол»	шт	30,1	-	-	-	-	2	60,2
Головка цементировочная ГЦУ-324	шт	3960	1	3960	-	-	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320	-	-	1	3320	-	-
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2980	-	-	-	-	1	2980
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт	руб	-	-	7094,4	-	10036,4	-	11812,9
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 324х8,5	м	37,2	50	1860,5	-	-	-	-
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,5	-	-	520	14835,6	-	-
Обсадные трубы 168х8	м	21,5	-	-	-	-	2350	50454,5
Обсадные трубы 168х8,9	м	26,7	-	-	-	-	320	8534,4
ПЦТ-111-(4-6)-100	т	26,8	2,8	74,9	25,9	694,4	18,1	486,9
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2	292	3	438	5	730
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6	2,8	16,8	25,9	155,5	28,3	170,1
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1	36,4	1,1	40	2	72,8
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,6	1	87,6	1	87,6	1	87,6

Продолжение таблицы Д.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6	-	-	-	-	1	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3	110,4	8,5	312,8	14	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1	36,8	3	110,4	5	184
Пробег КСКЦ 01	км	40,8	-	-	-	-	1	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,5	10	154,9	16	247,8	24	371,8
Транспортировка обсадных труб	т	18,8	2,3	42,8	45,7	857,1	112,3	2107,3
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,5	0,5	18,8	7,5	281,4	3	112,6
Перевозка вахт автотранспортом	руб	6351,6						
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт	руб	-	2731,8		18060,6		63948,4	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб	101871,6							
Всего по сметному расчету, руб	108223,2							
С учетом коэффициента удорожания k=8,21 к ценам 2001 г.	888512,3							